

TECHNICKÁ UNIVERZITA V LIBERCI
Fakulta strojní



BAKALÁŘSKÁ PRÁCE

TECHNICKÁ UNIVERZITA V LIBERCI
FAKULTA STROJNÍ
Katedra energetických zařízení

MIROSLAV HNIDA

Fototermální sluneční elektrárny

(Solar thermal power plants)

Vedoucí bakalářské práce: Doc. Ing. Jiří Unger, CSc.

Konzultant bakalářské práce: Ing. Dalibor Skácel

Rozsah práce:

Počet stran: 47

Počet obrázků: 16

Počet tabulek: 10

Počet grafů: 2

Počet příloh: 28

Liberec 2011

Anotace

Tato bakalářská práce má přiblížit problematiku fototermálních elektráren a jejich využití ve světě. Obsahuje rozdělení na nízkoteplotní, středněteplotní a vysokoteplotní fototermální systémy. Dále jsou popsány pouze vysokoteplotní fototermální systémy (fototermální elektrárna). U každé fototermální elektrárny je popsán princip, na jehož základě funguje, a technologie, z které je zařízení složeno. Krátce je zde zmíněna také budoucnost těchto systémů. Zabývá se ekonomickým porovnáním fototermálních a fotovoltaických systémů a také porovnáním fototermání a tepelné elektrárny.

Klíčová slova

fototermální, elektrárna, vysokoteplotní, porovnání, lineární, parabolické, CSP, komín, věž, miskové, kolektory, sluneční, energie, obnovitelný

Annotation

This Bachelor thesis has to approximate issues of solar thermal power plants and their use in the world. It contains partition at low temperature, medium temperature and high temperature solar thermal systems. Further there are described only high temperature solar thermal systems (solar thermal power plant). At every solar thermal power plant is described principle, in which basis works, and technology, from which equipment is composed. Future of these systems is briefly mentioned too. It is dealing with economical comparison of solar thermal and photovoltaic systems and also with comparison of solar thermal and thermal power plants.

Keywords

solar thermal, power plant, high temperature, comparison, linear, parabolic, CSP, chimney, tower, dish, collectors, solar, energy, renewable

Prohlášení

Byl jsem seznámen s tím, že na mou bakalářskou práci se plně vztahuje zákon č. 121/2000 Sb. o právu autorském, zejména § 60 – školní dílo.

Beru na vědomí, že Technická univerzita v Liberci (TUL) nezasahuje do mých autorských práv užitím mé diplomové práce pro vnitřní potřebu TUL.

Užiji-li bakalářskou práci nebo poskytnu-li licenci k jejímu využití, jsem si vědom povinnosti informovat o této skutečnosti TUL; v tomto případě má TUL právo ode mne požadovat úhradu nákladů, které vynaložila na vytvoření díla, až do jejich skutečné výše.

Diplomovou práci jsem vypracoval samostatně s použitím uvedené literatury a na základě konzultací s vedoucím diplomové práce a konzultantem.

Datum

Podpis

Declaration

I have been notified of the fact that Copyright Act No. 121/2000 Coll. applies to my thesis in full, in particular Section 60, School Work.

I am fully aware that the Technical University of Liberec is not interfering in my copyright by using my thesis for the internal purposes of TUL.

If I use my thesis or grant a licence for its use, I am aware of the fact that I must inform TUL of this fact; in this case TUL has the right to seek that I pay the expenses invested in the creation of my thesis to the full amount.

I compiled the thesis on my own with the use of the acknowledged sources and on the basis of consultation with the head of the thesis and a consultant.

Date

Signature

Obsah

POUŽITÉ ZKRATKY A SYMBOLY	1
ÚVOD	2
1. ENERGIE ZE SLUNCE.....	3
1.1 VYUŽITÍ SLUNEČNÍ ENERGIE	4
2. DRUHY FOTOTERMÁLNÍCH TECHNOLOGIÍ	5
2.1 ROZDĚLENÍ.....	5
2.1.1 Nízkoteplotní fototermální technologie.....	5
2.1.2 Středněteplotní fototermální technologie.....	6
2.1.3 Vysokoteplotní fototermální technologie.....	7
3. VYSOKOTEPLTNÍ FOTOTERMÁLNÍ TECHNOLOGIE.....	8
3.1 VÝHLEDY DO BUDOUČNA V OBLASTI VYSOKOTEPLTNÍCH FOTOTERMÁLNÍCH TECHNOLOGIÍ	10
3.2 TECHNOLOGIE KONCENTROVANÉ SOLÁRNÍ ENERGIE (CSP TECHNOLOGIE).....	10
3.2.1 Lineární parabolické sběrné systémy.....	12
3.2.2 Věžní systém s centrálním přijímačem	15
3.2.3 Parabolické miskové sběrné systémy	19
3.2.4 Využití CSP technologií pro výrobu elektrické energie	20
3.2.5 Přímá produkce solárního vodíku.....	21
3.2.6 Technologický návrh ENEA: užití tekuté soli v parabolických kolektorových systémech	23
3.3 SOLÁRNÍ TECHNOLOGIE PRO VYTVÁŘENÍ ELEKTRINY BEZ KONCENTRACE ZÁŘENÍ.....	26
3.3.1 Solární komíny/věže	27
3.3.2 Solární rybníčky	29
4. POROVNÁNÍ.....	30
4.1 POROVNÁNÍ TŘÍ TYPŮ SOLÁRNÍCH ELEKTRÁREN	30
4.1.1 Stručná charakteristika jednotlivých vybraných elektráren	30
4.1.2 Výchozí hodnoty.....	31
4.1.3 Porovnání.....	32
4.1.4 Shrnutí.....	35
4.2 POROVNÁNÍ TEPELNÉ A FOTOTERMÁLNÍ ELEKTRÁRNY	35
4.2.1 Základní principy a parametry	35
4.2.2 Porovnání zařízení užitých v elektrárnách.....	36
4.2.3 Porovnání investičních nákladů a nákladů na provoz.....	39
ZÁVĚR.....	42
POUŽITÁ LITERATURA	44
PŘÍLOHY	47

Použité zkratky a symboly

°C	stupeň Celsia
m	metr
m ²	metr čtverečný
km ²	kilometr čtverečný
c\$	cent dolaru
€	euro
Kč	česká koruna
kW	kilowatt
MW	megawatt
MWp	megawattpeak
TWr	terawattrok
kWh	kilowatthodina
MWh	megawatthodina
GWh	gigawatthodina
mld	miliarda
MPa	megapascal
t	tuna
h	hodina
min	minuta
mil	míle
CO ₂	oxid uhličitý

Úvod

Toto téma jsem si vybral, protože bych rád přiblížil problematiku fototermálních slunečních elektráren, které nejsou v České republice příliš v povědomí. Získávání energie z fototermálních slunečních elektráren v České republice je ve stínu získávání energie z fotovoltaických slunečních elektráren a z dalších technologií využívajících obnovitelné zdroje energie jako jsou například vodní a větrné elektrárny.

A právě z toho důvodu, že je problematika fototermálních slunečních elektráren v naší zemi poměrně zanedbávána, alespoň co se týče znalosti v široké veřejnosti, je tu také jistá obtížnost se získáváním důvěryhodných a kvalifikovaných zdrojů. Ačkoliv jsem důsledně hledal díla českých odborníků na toto téma, byl jsem poměrně překvapen malým množstvím existujících publikací nebo článků v českém jazyce. Většinou se tyto články týkali problematiky nízкотеплотní fototermální technologie, kterou je i v našem mírném pásu možno použít. Proto jsem byl v naprosté většině případů odkázán na publikace a články ze zahraničí. Nejdůležitějším zdrojem, který jsem ve své práci využil byla kniha od Giulio Lorenziniho – Solar thermal and biomass Energy. Tato kniha mi pomohla s osvětlením problematiky fototermálních elektráren jako vysokotepelných energetických technologií. Byla to také jediná kniha, kterou jsem na toto téma dokázal najít. Co jsem řekl výše u článků z různých zahraničních časopisů, to také platí pro publikace v pevné vazbě: většina z knih o fototermální technologii se zabývá pouze nízкотеплотními fototermálními technologiemi.

Ve změní mnoha převážně zahraničních článků zabývajících se fototermálními slunečními elektrárnami bych rád vyzdvihl těch několik, které mi pomohly v koncipování mé bakalářské práce nejvíce. Takže pro pochopení problematiky všeobecného vývoje ve světě jsem se držel článku z časopisu Sun and wind energy, Bielefeld, "Téměř připraveno ke komerčnímu využití". Tento článek mě pomohl zkompletovat základní osu vývojových trendů na mezinárodní scéně. Ohledně technologie fototermálních solárních elektráren mi poskytla neocenitelné informace kniha Giulio Lorenziniho - Solar thermal and biomass energy. Doufám, že se tato kniha v blízké době dočká svého českého překladu. Za internetové prameny musím zmínit skvělý český portál tzb-info.cz, který má v sekci Obnovitelné zdroje mnoho zajímavých článků a ty mě nechali nahlédnout do podstaty fyzikálních procesů zásadních pro fototermální přeměnu energie.

1. Energie ze Slunce

Energetická dostupnost byla vždy nezbytná součást lidské civilizace posledních 150 let. Roční průměrná míra spotřeby energie ve světě roste v průměru asi o 2,3 procenta. Energetické požadavky lidské civilizace, většinou uspokojované fosilními palivy, vzrostly tak moc, že to překonalo součet veškeré termální energie pocházející ze zemského jádra a i z té, kterou vytváří Slunce a Měsíc. Vnitřní energie Země byla lidskou činností překročena více jak dvakrát. Nicméně, je důležité zdůraznit, že celková spotřeba energie lidmi je jen 1/10 000 celkové energie, kterou obdrží ze Slunce. Solární záření, i přes svou nerovnoměrnou a řídkou hustotu výskytu, zůstává nejbohatším a nejčistším energetickým zdrojem na zemském povrchu. (Lorenzini, 2010)

Toto tvrzení, spolu s vyčerpáváním fosilních paliv, vzrůstající krizí a ohrožením životního prostředí, vede k serióznímu zvažování toho, že je nutné využít solární energii jako jednoho z nejdůležitějších kandidátů na projekt světových udržitelných zdrojů energie. (tamtéž, s. 90)

Největší část potenciálních solárních zdrojů můžeme nalézt v takzvaném slunečním pásu, což je oblast planety, která obdrží nejvyšší množství solárního záření. (tamtéž, s. 90)

Zvláště severní Afrika a Střední východ mají velké oblasti s vysokým stupněm intenzity solárního záření, které je vhodné pro instalování velkého množství solárních systémů a které stejně k jinému účelu užít nelze. (tamtéž, s. 90)

Každý rok je Zemi dodávána tepelná energie ve výši zhruba 178 000 TWr/r (terawattroků za rok) v čisté formě, která žádným způsobem neovlivňuje nepříznivě životní prostředí. Část dodané sluneční energie se rozptýlí a část je absorbována, takže v oblasti rovníku, na Sahaře, lze naměřit 80% původní hodnoty, ale ve středních zeměpisných šířkách už je to pouhých 35-40% dodané sluneční energie. Část záření, zhruba 30%, se odráží do mraků, prachových částic a zemského povrchu a asi 70% záření je do zemského povrchu absorbováno. Z absorbovaného množství sluneční energie připadne zhruba 83 000 TWr/r na vnitřní energii vzduchu a vody a 41 000 TWr/r připadne na latentní teplo, potřebné k vypařování vody z oceánů a dalších vlhkých oblastí zemského povrchu. Toto latentní teplo je dále v atmosféře uvolňováno kondenzací a navraceno zpět.

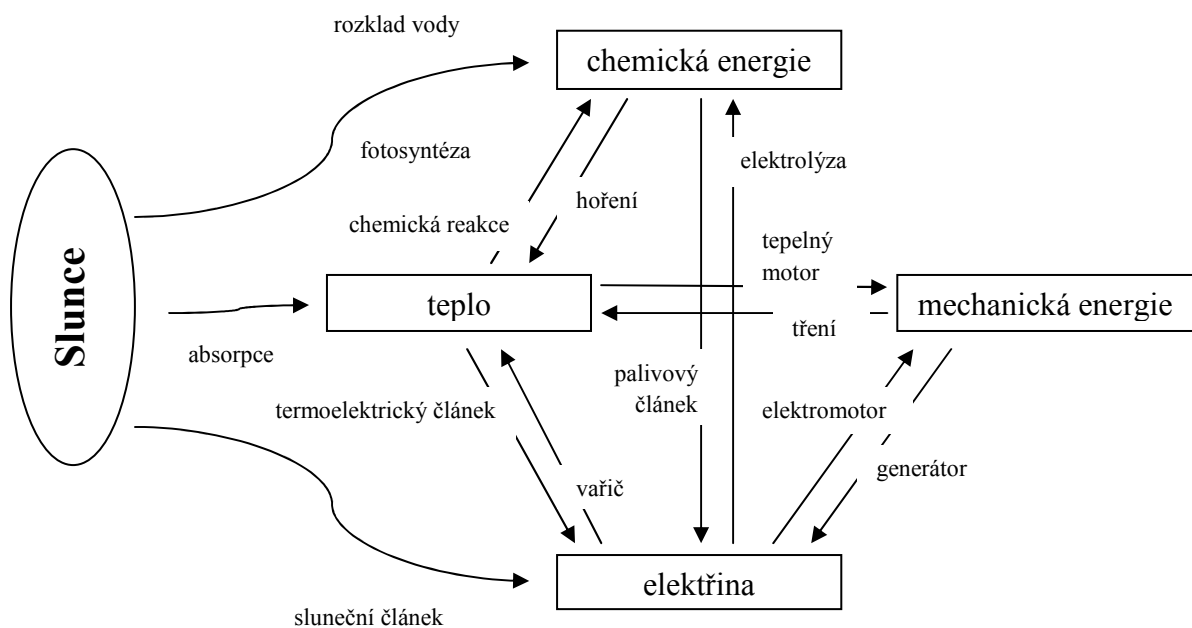
Absorbovaná sluneční energie opouští zemi jako infračervené (tepelné) záření.

(Tzb-info, 30.11.2010)

1.1 Využití sluneční energie

Na celém světě existuje mnoho zařízení na přeměnu dopadajícího slunečního záření v teplo, v chemickou energii, v elektřinu nebo mechanickou energii (práci). Ze slunečního záření můžeme tedy získat všechny druhy energie:

- A) Teplo - sluneční záření se mění v teplo procesem "absorpce záření"
- B) Přeměna sluneční energie v chemickou energii - probíhá v přírodě ve velkém měřítku jako fotosyntéza
- C) Přeměna zářivé energie v elektrický proud - probíhá ve fotovoltaickém neboli slunečním článku
- D) Mechanickou energii - můžeme získat několika způsoby: přes teplo (sluneční pumpy na Sahaře), přes chemickou energii (vodík, bioplyn) nebo přes elektřinu (sluneční automobily)



Zobrazení 1.: Různé druhy přeměn slunečního záření [Zdroj: Tzb-info, 30.11.2010]

2. Druhy fototermálních technologií

2.1 Rozdělení

Tato část bude pojednávat pouze o bodu A tzn. přeměny slunečního záření na teplo pomocí „absorpce záření“.

Zařízení využívající této sluneční transformace se nazývají fototermální a dělí se na tři části (Lorenzini, 2010):

- 1) Nízkoteplotní fototermální technologie
- 2) Středněteplotní fototermální technologie
- 3) Vysokoteplotní fototermální technologie

2.1.1 Nízkoteplotní fototermální technologie

Z termodynamického uvažování není užití elektrické energie doporučováno k produkci teplé vody, protože globální účinnost procesu ohřívání vody je nižší než produktivita mnoha dalších procesů založených na přímém ohřevu vody. (Lorenzini, 2010)

Teplo je druh energie, který nacházíme v každém reálném procesu jako neodvratný důsledek tohoto procesu. Proto nemá smysl úplně degradovat vznešenější formu energie k obdržení tepla, bez toho abychom dostali mechanickou práci, která může být obdržena právě z této energie. (tamtéž, s. 26)

Alternativní způsob produkce teplé vody zahrnuje využití solární energie, která reprezentuje formu čisté energie bez produkce zplodin, vzniklé díky nízkoteplotním fototermálním technologiím. (tamtéž, s. 26)

Tyto technologie zahrnují systémy užívající solární kolektory k ohřátí kapaliny nebo vzduchu. Cíl těchto nízkoteplotních fototermálních systémů je zachytit a přemístit solární energii pro produkci teplé vody nebo pro ohřívání budov. Nízkou teplotou je myšleno ohřívání kapaliny na teplotu méně než 100°C (zřídka dosahuje 120°C). (tamtéž, s. 26)

Nízkoteplotní fototermální systémy se užívají mnohem běžněji, než středněteplotní a vysokoteplotní fototermální systémy. To vyplývá hlavně z toho, že tyto systémy jsou užívány soukromými osobami, které chtějí ušetřit peníze z účtu za energii. (tamtéž, s. 27)

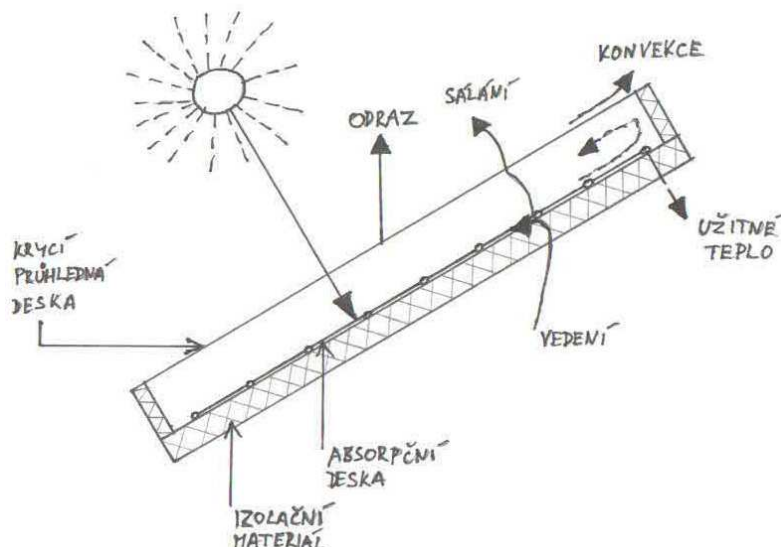
Obvykle jsou užívány tyto systémy (tamtéž, s. 27):

- k ohřívání vody pro hygienická zařízení v domácnostech, v hotelích, nebo v nemocnicích

- k ohřívání vody na sprchu (v plaveckých zařízeních, v kempech atd.)
- k ohřívání místnosti
- k ohřívání vody, která je v nějakém procesu, na nízkou teplotu
- k sušení potravin
- k osvěžování místností (i když tímto způsobem je to stále hodně drahé)

Fototermální systém vždy pracuje tím samym způsobem, i když může být pár malých změn podle toho, jak je nastaven a užíván. Za prvé, je několik solárních kolektorů, které absorbují velké množství světelného záření a pak ho přeměňují na teplo. (tamtéž, s. 27)

Kolektory jsou křižovány kapalinou, která odvádí absorbované teplo. Tato kapalina procházející takzvaný solární okruh, přichází do akumulátoru, který skladuje velké množství termální energie do budoucna, až bude potřeba. (tamtéž, s. 28)



Zobrazení 2.: Fototermální kolektor a procesy probíhající v jeho částech [Zdroj: Lorenzini, 2010]

2.1.2 Středněteplotní fototermální technologie

Středněteplotní technologie zahrnují systémy, které jsou schopné dosáhnout teplot mezi 100 a 250°C. Nejvíce užívaná aplikace středněteplotního fototermálního systému je představována solární pecí: parabolický reflektor (složený z hliníkových tabulí namontovaných na pozinkované ocelové konstrukci) koncentrující sluneční radiaci do jednoho bodu, který pracuje jako sporák. V tomto bodě je umístěn hrnec, který ohřívá sám sebe a vaří uvnitř obsažené jídlo. Užíváním solárních pecí je možné dosáhnout stejné teploty jako tradičním sporákem (okolo 200°C). (Lorenzini, 2010)

Reflektor může být orientován na základě polohy Slunce, také proto je možné vařit od rána do odpoledne a dokonce využít nejkratší moment radiace. V zemích, s nedostatkem energetických zdrojů, kde je tento problém na denním pořádku (jako je Afrika), mohou mít solární pece dobré využití. (tamtéž, s. 88)

Přes různé výhodné nabídky fototermálních systémů, nemají v průmyslovém sektoru velký potenciál. Fototermální systémy mohou částečně uspokojit tepelnou poptávku po nízko a středně teplotních (do 250°C) procesech, které jsou typické v průmyslových odvětvích (chemickém, potravinářském a textilním průmyslu). Fototermálními kolektory, které jsou nyní k dispozici na trhu, myslíme, když mluvíme o nízkoteplotních fototermálních systémech, které mohou dosáhnout teploty 100°C. Co se týká aplikací, které potřebují vyšší teplotu (do 250°C), zkušenosti jsou omezené a vhodné kolektory neexistují. Kolektorová typologie ve středně teplotním poli je (tamtéž, s. 88-89):

- vysoká efektivita lesklých plochých deskových kolektorů: jsou ploché kolektory s dvojitým antireflexním sklem
- lineární parabolické kolektory, podobné užívaným ve vysokoteplotních polích, ale mnohem menší
- statické koncentrující solární kolektory: jsou ploché kolektory nebo více obvyklé vakuové trubicové kolektory charakterizovaných statickými zrcadly (fixovanými) pro koncentraci solární radiace

2.1.3 Vysokoteplotní fototermální technologie

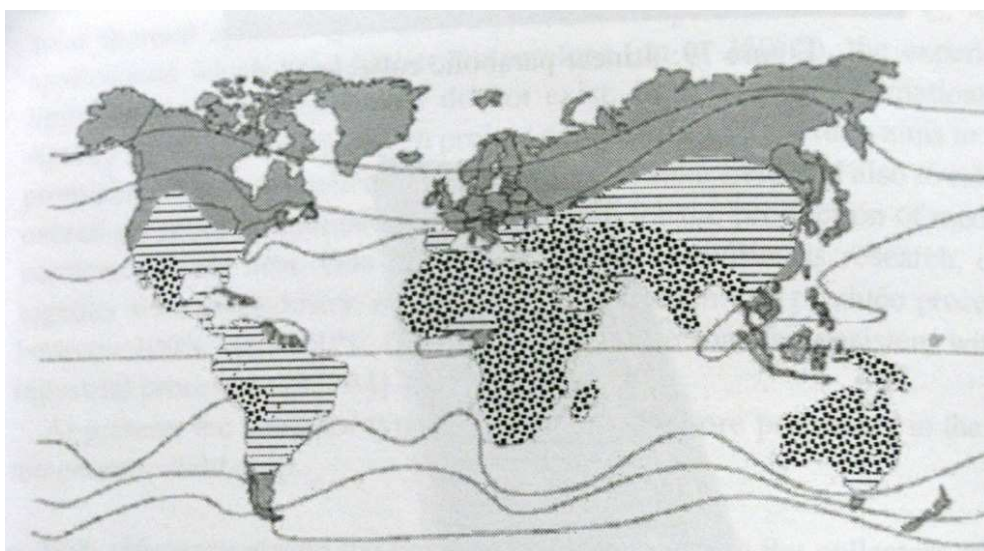
Vysokoteplotní fototermální technologie se dále dělí na tyto druhy (Lorenzini, 2010):

- technologie koncentrované solární energie
 - lineární parabolické sběrné systémy
 - věžní systém s centrálním přijímačem
 - parabolické miskové sběrné systémy
- další technologie
 - solární komín/věž
 - solární rybníčky

3. Vysokoteplotní fototermální technologie

Vhodnost pro implementaci solární energetiky (Lorenzini, 2010)

3. druhy oblastí:
- výborné (tečkované)
 - dobré (šrafované)
 - nehodící se (plné)



Zobrazení 3.: Světová mapa solárního záření vyznačující „Sluneční pás“ [Zdroj: Lorenzini, 2010]

Vysokoteplotní fototermální technologie je užívána ke koncentraci solární energie.

Využití tohoto obrovského potenciálu solární energie je vhodným prostorem pro použití technologie koncentrované solární energie (CSP). Tato technologie využívá solární záření, koncentruje ho užitím zrcadel na produkci elektrické energie a také pro uskutečnění vysokoteplotních chemických procesů. Například na produkci vodíku. Tato technologie je považována za konkurenci fotovoltaické technologie, která už je téměř běžně používána v Evropě, kde je na vzestupu. Následuje porovnání dvou aspektů: zaprvé, fotovoltaická technologie využívá jak přímé sluneční záření, tak rozprostřené (difúzní) záření a proto je vhodnější pro oblasti jako je severní Evropa, kde je přímá solární radiace řídká. Zadruhé se hodí pro mnoho dalších aplikací (od použití několikawattového dobíječe solární baterky k mobilu, až po mnohamegawattové solární systémy, je tu možnost využití v mnoha oblastech civilní a obytné problematiky). (Lorenzini, 2010)

Vysokoteplotní fototermální technologie na druhou stranu využívá jenom přímou radiaci a degraduje tak sama sebe – kromě zvláštních případů nebo jen v termálních

aplikacích – jen na využití v systémech o malém objemu. Co se týče systémů, které mají kapacitu zhruba více než megawatt, a které jsou užívány v oblastech se silným přímým slunečním zářením, CSP technologie dovolují dosáhnout mnohem menších nákladů na produkci elektrické energie než tomu je u fotovoltaické technologie a tato výhoda, v tomto speciálním případě, je předurčená k trvání po dlouhou dobu, jestliže nenastane radikální posun ve výzkumu fotovoltaiky. (tamtéž, s. 91)

Pokud uvažujeme jen nad evropskou částí oblasti Středozemního moře, můžeme sledovat určitý způsob integrace mezi dvěma technologiemi: fotovoltaická technologie je instalovaná tam, kde je méně přímého slunečního záření a v aplikacích, které požadují od několika kilowattů až po stovky kilowattů energie. Na druhou stranu, vysokoteplotní fototermální technologie je instalována v oblastech se silnější přímou sluneční radiací a ve středně velkých energetických systémech (začíná od velikosti několika megawattů). (tamtéž, s. 91)

K zvýraznění tohoto projektu, který je velmi slibný, je nezbytné vyzdvihnout, že rozložení solárního záření na jižním pobřeží Středozemního moře a zdejší charakteristika území dovoluje snížit náklady produkce solární energie, které by bylo nutné investovat v jižních oblastech Evropy. Větší oblasti, které nemohou být užívány v žádném případě pro zemědělské účely, jsou na pobřeží severní Afriky a Středního východu. S náklady na vysokonapěťové a nepřerušované elektrické vedení na vzdálenost asi 1000 km, ze kterých je 100 km podmořský kabel, jsou okolo 0,7-1,5 c\$/kWh, není nelogické si představovat uskutečnění tohoto záměru v těchto oblastech – uvnitř širšího projektu sociální a ekonomické integrace – solární energetické produkce schopné uspokojit rostoucí požadavky na elektřinu v severní Africe a také v části Evropy. (tamtéž, s. 91-92)

S ohledem na tuto záležitost je důležité klást důraz na to jak, přes pouhé řešení energetické problematiky, musí být tzv. Středomořský elektrický pás po celý rok studován, což pomůže v brzké době kompletovat elektrické mezikontinentální spojení mezi zeměmi Středomoří a Evropskou elektrickou sítí. (tamtéž, s. 92)

Když uvážíme to, co je napsáno výše, je jasné, že širší využití solárních zdrojů v oblasti Středomoří je velmi důležité téma s vysokým stupněm politických a ekonomických zájmů, právě protože má důležité následky v oblasti integrace severní a jižní části světa a také v oblasti vývoje mírumilovných vztahů. (tamtéž, s. 92)

Co se týče budoucích vyhlídek, přímá produkce vodíku, hlavně pomocí CSP technologie, dovolí zvýšit díky Slunečnímu pásu produkci energie. V současné době několik zemí jižní Evropy, zvláště Španělsko a taky jižní Itálie, mají slušný potenciál a pozoruhodné

zkušenosti s výzkumem a experimentálními aktivitami od roku 1981 v Plataforma Solar De Almeria. (tamtéž, s. 92)

3.1 Výhledy do budoucna v oblasti vysokoteplotních fototermálních technologií

Předpovídaný vývoj užití vysokoteplotních fototermálních technologií překračuje po 20 letech vývoje užití Aeolianu¹, možný trend by mohl být dosažení výkonu ve světě o velikosti 5 000 MW do roku 2015. Celkový stav vysokoteplotních fototermálních systémů plánovaných v odlišných úrovních bude dělat okolo 1562 MW. Přidáním k oběma předpovědím ještě 28 MW pocházejících z italského Archimedes Project² a stav Global Environment Facility (GEF)³. Italský Archimedes Project je projekt, který je v současnosti ve stavu, kdy je předpovídáno, že přidá dalších 130 MW. To všechno bude mít za následek, že celkový stav ve světě v krátkodobém výhledu bude přes 1700 MW. (Lorenzini, 2010)

Z těchto 1700 MW bude s naprostou jistotou realizováno 300 MW. (tamtéž, s. 93)

Co se týče redukce nákladů na produkci energie těmito systémy, odhadované GEF, tak budou energetické náklady redukovány ze současných 16 c\$/kWh až na částku okolo 6c\$/kWh v roce 2025, což by mělo odpovídat předpokládaným nákladům fosilních paliv. Další organizace předpověděly dokonce nižší náklad (zhruba 3,5 c\$/kWh). (tamtéž, s. 93)

Naplnění těchto předpovědí dalšího vývoje budou záviset hlavně na politické a ekonomické situaci v dalších několika letech. Nicméně je jasné, že znalosti a rozšíření CSP technologie je v současnosti v tom samém stavu jako byly Aeolian technologie zhruba v polovině 80. let 20. století. V té době by si nikdo nevsadil na energii Aeolian, místo toho je v současnosti jenom v Evropě instalovaná kapacita 34 000 MW. (tamtéž, s. 93)

3.2 Technologie koncentrované solární energie (CSP technologie)

Termální solární systémy využívají solární záření k produkci tepla místo tradičních fosilních paliv. K dostání tepla o teplotě vyšší než je 250°C je nezbytná koncentrace solárního

¹ AEOLIAN – větrné elektrárny

² ARCHIMEDES PROJECT – hlavní ukázková realizace technologie ENEA popsané v kapitole 3.3.5.

³ GEF – nezávislá finanční organizace napojená na Světovou Banku a také na projekty týkající se životního prostředí při OSN, založená 1991 k pomoci rozvojovým zemím s projekty a programy zaměřenými na ochranu životního prostředí

záření. K dosažení této koncentrace je použit příslušný optický systém (koncentrátor). Toto zařízení shromažďuje a dopravuje přímé sluneční paprsky do dalšího zařízení (sběrač), kde jsou transformovány na vysokou teplotu. Teplo vyprodukované touto cestou může být pak použito k rozličným průmyslovým procesům, (jako je například odsolování mořské vody a produkce vodíku užitím termálního chemického procesu), nebo k produkci elektrické energie. (Lorenzini, 2010)

Produkce elektrické energie je v současné době hlavním záměrem, se kterým se počítá jako využitím CSP technologie. V tomto případě je solární teplo užíváno v tradičních termodynamických cyklech jako jsou Rankinův, Stirlingův a Braytonův. Doted' byly užívány systémy, které byly schopné konvertovat na elektřinu okolo 30 procent solárního záření, které dopadne na zemský povrch. Rozsah dostupné energie se pohybuje od 10 kW až k několika stovkám megawattů, při použití více než jedné části modulových systémů. (tamtéž, s. 94)

Co se týče koncentrace, solární systémy mohou užívat rozličné technologie, nicméně je možné zde vystihnout následující procesy v každé takové technologii (tamtéž, s. 94):

- shromažďování a koncentrace solárních paprsků
- konverze solárních paprsků na termální energii
- přenos a možné uskladnění termální energie
- využití termální energie

Shromažďování a koncentrace záření, jehož energetická hustota je od přírody velmi nízká, je jedním z principiálních problémů solárních systémů. Jak už bylo řečeno, tento proces se odehrává díky koncentrátoru, který je složen z příslušně tvarovaných panelů, které mají zrcadlový povrch. Během dne koncentrátor sleduje slunce a tak sdružuje přímé záření a koncentruje je dovnitř sběrače. Toto další zařízení transformuje solární energii na termální energii, která je pak předána do kapaliny, která teče uvnitř (vodivá termální kapalina). Jak je vidět z analýzy věžního systému s centrálním přijímačem (části 3.3.2), užitím solného roztoku jako vodivé termální kapaliny umožňujeme akumulovat termální energii před jejím využitím. Toto uskladnění je realizováno, uskladněním vodivé termální kapaliny, která jde od přijímače, v příslušně izolovaných nádržích. Tímto způsobem se solární energie, která je v přírodě velmi nestálá, může stát zdrojem termální energie, který je vždy vhodný k užití kdykoli je potřeba. (tamtéž, s. 94-95)

Na základě geometrie a pozici, v níž se koncentrují paprsky, můžeme rozdělit CSP systémy na tři části (tamtéž, s. 95):

- lineární parabolické sběrné systémy
- věžní systémy s centrálním přijímačem
- parabolické miskové systémy

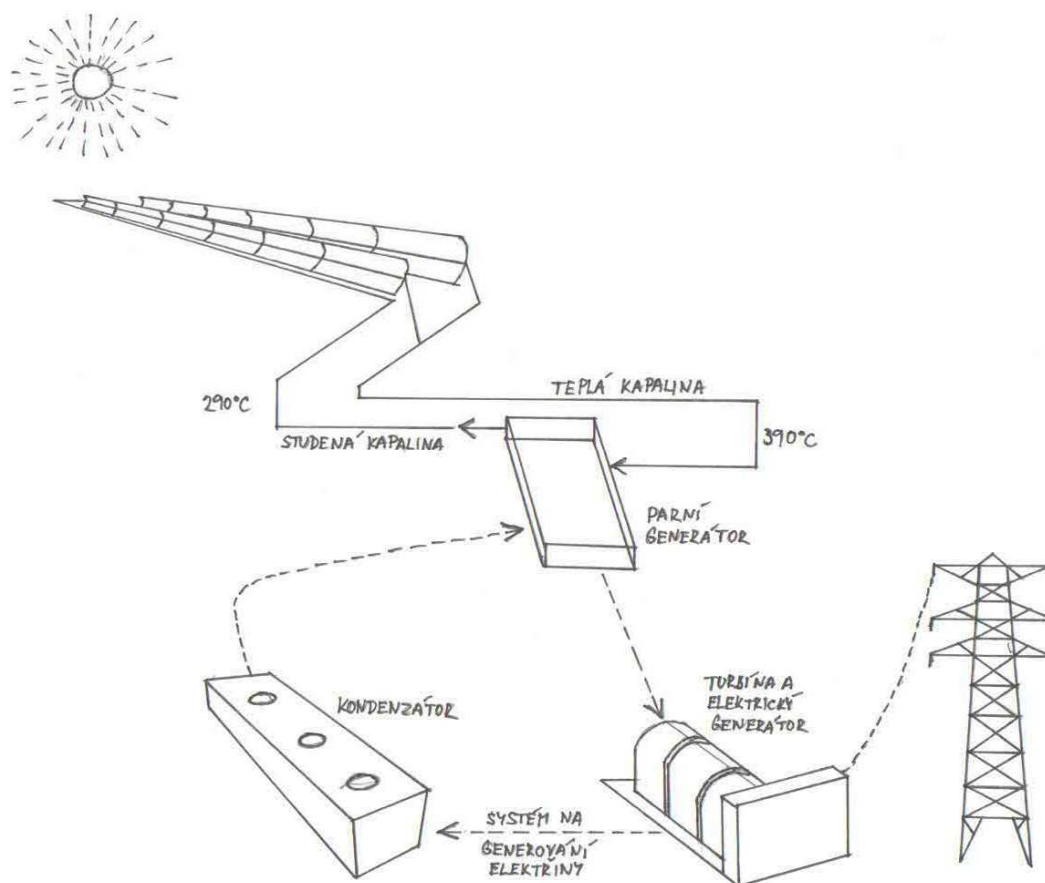
3.2.1 Lineární parabolické sběrné systémy

V současné době nejvhodnější technologie pro produkci elektrické energie termodynamickými systémy. Je jediná, která užívá lineární parabolické kolektory. (Lorenzini, 2010)

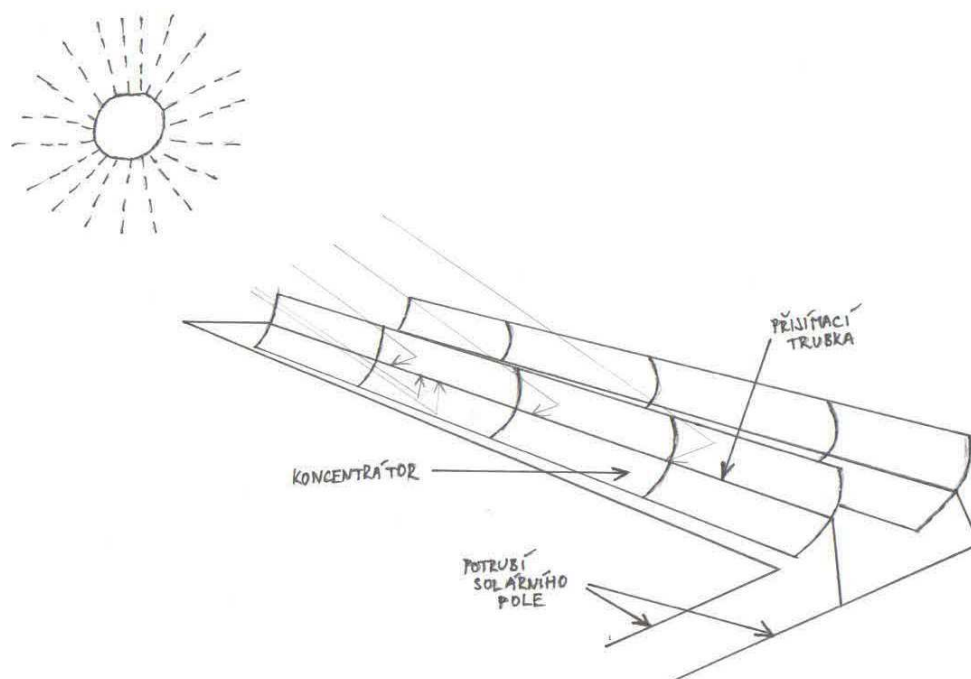
Tyto kolektory jsou složeny z lineárních koncentrátorů s parabolickým profilem, jehož zrcadlový povrch sleduje pohyb slunce, na stejné ose. Koncentrátor je upevněn na podpůrné konstrukci, která garantuje správný chod i při nepřízní počasí a špatných větrných podmínkách. (tamtéž, s. 95)

Zrcadlový panel je normální, složen z běžného skleněného zrcadla o příslušné tloušťce. Solární záření je zaměřeno směrem k přijímací trubce, která je umístěna podél parabolického ohniště koncentrátoru. Energie absorbovaná přijímací trubicí je pak přemístěna do oběhové kapaliny (vodivé termální kapaliny) většinou vyrobené ze syntetických olejů, které postupují dovnitř. Shromážděné teplo je normálně užito tak, jak je ukázáno na Zobrazení 4 (tj. na produkci elektrické energie). (tamtéž, s. 95)

Zobrazení 4 ukazuje pracovní schéma fototerminálního elektrického systému s lineárním parabolickým kolektorem užívajícím syntetický olej jako vodivou termální kapalinu. V takovém systému jsou kolektory spojeny v sadách, většinou ve dvou paralelních řadách, které jsou několik stovek metrů dlouhé a tvoří řetěz, který představuje jednotný modul systému. Syntetický olej je pumpován směrem k přijímacím trubicím, přichází ze zahřátých solárních polí o teplotě okolo 390°C, dále je jím zásobováno energetické zařízení (které je napravo středu solárního pole): Vodivá termální kapalina přenáší teplo do parního generátoru, což začíná proces elektrické turbogenerátorové skupiny. Po předání tepla se olej (o teplotě 290°C) vrací zpět na solární pole a zde je opět zahříván. S lineární parabolickou sběrnou technologií je možné dosáhnout hodnoty maximální pracovní teploty systému 600°C (ale to také záleží na druhu užívané vodivé termální kapaliny a na její teplotě při opuštění solárního pole). (tamtéž, s. 96-97)



Zobrazení 4.: Schéma termálního elektrického systému s lineárním parabolickým kolektorem [Zdroj: Lorenzini, 2010]



Zobrazení 5.: Lineární parabolický sběrný systém [Zdroj: Lorenzini, 2010]



Zobrazení 6.: Solární pole [Zdroj: *Ekobydlení*, 30.8.2010]

Nicméně užití syntetického oleje, jako termální vodivé kapaliny, který je obvyklý ve většině solárních systémů s lineárními parabolickými kolektory, nedovoluje dosahovat teploty vyšší než 390°C (ukázáno na zobrazení 4), což má negativní vliv na termodynamický výkon skupiny parních generátorů. V těchto systémech je účinnost převodu ze solární energie přímo na energii elektrickou 15 procent. V současnosti mají solární elektrické systémy s lineárními parabolickými kolektory typické rozměry, kapacita těchto systémů může být v rozsahu 30 – 80 MW_e a mohou také spalovat určité množství fosilních paliv (zemní plyn) k produkovaní energie pro případ, že je solární energie nedostatek. V takovém případě jde o typ hybridního systému jako například solární-fosilní palivové systémy. (tamtéž, s. 97)

Zralost této technologie může být dokázána užitím příkladu projektu Kramer Junction v Mohavské poušti (Kalifornie), což byl druh solárního termálního elektrického systému (SEGS I, Solární Elektrický Generující Systém) byl zrealizován v roce 1984 a má kapacitu 14 MW_e . Tento systém užívá jak lineární parabolické kolektory, tak i zemní plyn jako palivo pro přehřátí a udržování systému v případě malého svitu slunce nebo poruchy. (tamtéž, s. 97)

Lineární parabolické sběrné systémy ukázaly několik omezení, která nedovolují jejich širší užití. Principiální problémy jsou (tamtéž, s. 98):

- produkce elektrické energie závisí na přerušovanosti a variabilitě solárních zdrojů, které si vynutily užití fosilních paliv a jejich integrování do produkce termální energie a tím i potřebu solárních-fosilních hybridních systémů
- malá účinnost teplotní konverze, která je způsobena omezenou schopností

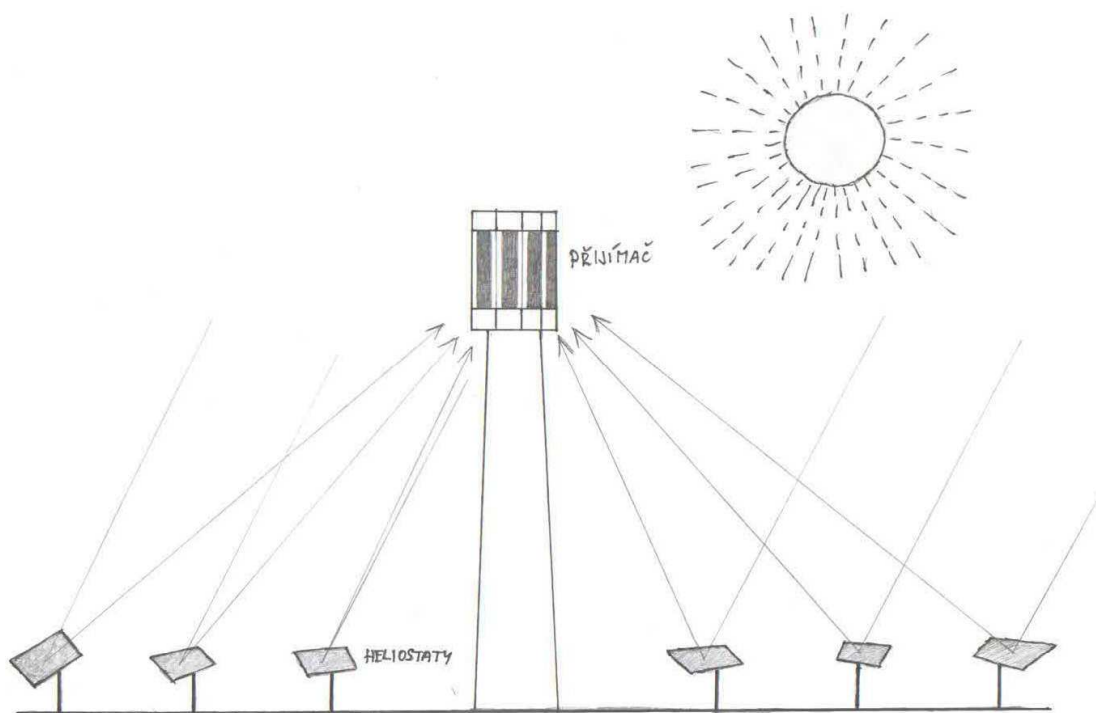
soustředění solárního záření a nízkou pracovní teplotou vodivé termální kapaliny (do 400°C)

- vysoké náklady na produkci elektrické energie, které jsou následkem nízké účinnosti systému a vysokých konstrukčních nákladů
- nebezpečí, které hrozí užíváním oběhové kapaliny (syntetického oleje), která je toxická a vysoce vznětlivá při pracovní teplotě

Projekty na technologický vývoj v této oblasti jsou plánovány v mnoha zemích. V roce 2004 byly konstrukční náklady na solární termální elektrické systémy s lineárními parabolickými kolektory okolo 2500 – 3500 €/kW_e s předpokládanou 30-ti procentní redukcí ve střednědobém výhledu. (tamtéž, s. 98)

3.2.2 Věžní systém s centrálním přijímačem

Tato technologie překonala demonstrativní fázi jako průmyslový prototyp, ale nedosáhla ještě fáze potřebné pro obchodní zralost. Systém s centrální věží užívá ploché zrcadlové panely (které tvoří solární pole jako celek) nazývané heliostaty. Tyto panely sledují rotaci slunce na dvou osách a koncentrují sluneční paprsky směrem k jedinému přijímači. Tento přijímač je instalován na vrcholu věže, která je uprostřed zařízení a uvnitř teče kapalina (vodivá termální kapalina) absorbující solární teplo. (Lorenzini, 2010)



Zobrazení 7.: Solární věžní systém [Zdroj: Lorenzini, 2010]



Zobrazení 8.: Solární věžní systém v Antelope Valley v Kalifornii [Zdroj: *Ekobydlení*, 11.8.2009]

Termální energie, která je tvořena tímto způsobem, může být užívána v rozličných procesech, speciálně na produkci elektrické energie. (tamtéž, s. 99)

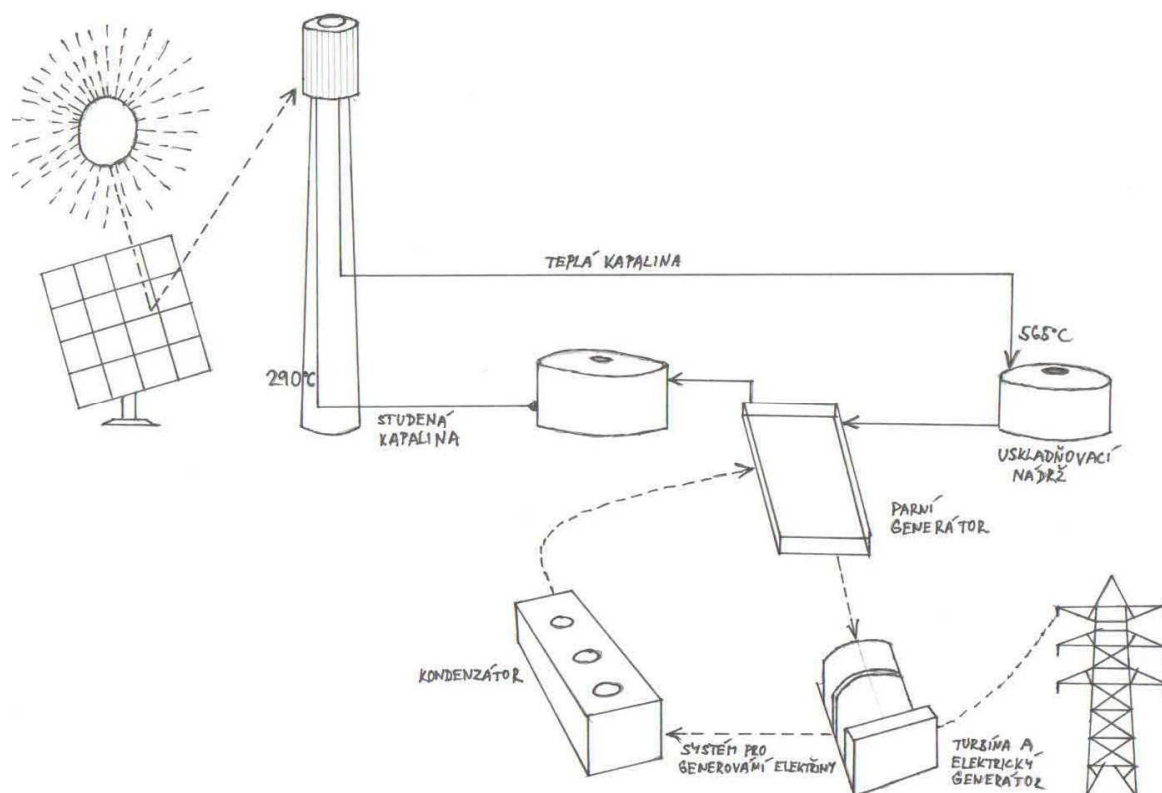
V tomto druhu systému může vodivá termální kapalina dosáhnout pracovní teploty (více než 500°C), která dovoluje dosáhnout vysoké účinnosti v konverzi solární energie na energii elektrickou. Většinou se transformace děje využitím tepla v tradičních voda-pára termodynamických cyklech. (tamtéž, s. 99)

Systém s centrální věží ukazuje technologickou proveditelnost produkce elektrické energie realizací a fungováním zařízení malého formátu ($0,5 - 10\text{MW}$) v rozdílných zemích napříč celým světem (Španělsko, Itálie, Francie a USA). S těmito zkušenostmi, které přicházejí se zralostí je vidět, že nejlepší velikost pro tyto systémy je v rozmezí $50 - 200\text{MW}_e$. Rozličné druhy vodivé termální kapaliny (jako je voda, vzduch, solný roztok) byly zkoumány mnoho let, nicméně dosud je pro tento systém nejvhodnější kapalinou asi solný roztok v poměru 60% dusičnanu sodného (NaNO_2), a 40% dusičnanu draselného (KNO_3). (tamtéž, s. 99-100)

V porovnání se syntetickým olejem, který se užívá jako vodivá termální kapalina ve většině fototermálních elektrických systémů s lineárními parabolickými kolektory, směs solného roztoku užívaná ve věžních systémech s centrálním přijímačem má dvě důležité

výhody: Kapalina může dosáhnout vyšší pracovní teploty (565°C) a umožňuje také instalaci systému akumulace energie, který může být tvořen přenášením směsi zahřáté v přijímači směrem k příslušné izolované uskladňovací nádrži. Směs dusičnanu sodného a dusičnanu draselného může být zahřátá do maximální teploty 565°C (pokud je teplota vyšší než 565°C , dusičnan se rozloží na dusitany, které způsobují problémy s korozí), která je mnohem vyšší než teplota 390°C , kterou dovoluje užití syntetického oleje. Tato vyšší teplota dovoluje dosahování lepších výkonů v termodynamických cyklech a také v produkci elektrické energie. (tamtéž, s. 100)

Zvýšené náklady, ohrožení životního prostředí a vznětlivost, která je charakteristická pro syntetický olej nedovoluje uskladnění vařící kapaliny v takovém rozsahu (vlastně v současnosti neexistuje termální akumulace v solárních systémech s lineárními parabolickými kolektory). Namísto toho, lacinost, netoxičita a nízké ohrožení životního prostředí typické pro směs solného roztoku dělá kapalinu mnohem vhodnější pro užití v akumulacích systémů pro termální energii, které řeší problémy nestálosti slunečního svitu a dovoluje produkci elektrické energie v návaznosti na nabídku a činí tak systém mnohem flexibilnější. (tamtéž, s. 100)



Zobrazení 9.: Schéma věžního solárního systému [Zdroj: Lorenzini, 2010]

Zobrazení 9 ukazuje procesní schéma solárního věžního elektrického systému s centrálním přijímačem, který užívá směs solného roztoku jako vodivou termální kapalinu. Heliostat koncentruje sluneční světlo směrem k přijímači uvnitř, kde teče směs solného roztoku, tato směs absorbuje teplo a dosahuje teplot 565°C . Zahřátá vodivá termální kapalina je pak nasměrována do izolované skladovací nádrže, kde se uskladní před tím než je použita k výrobě elektrické energie. Když vyjde ze skladovací nádrže (o teplotě 565°C), směs solného roztoku doručí teplo do parního generátoru, který napájí elektrický turbogenerátor. Po doručení tepla se termální vektorová kapalina ochladí (na 290°C) a v této chvíli je akumulována uvnitř další skladovací nádrže, kde čeká, až bude opět vedena do přijímače. (tamtéž, s. 100-101)

Nejdůležitější vylepšení oproti lineárním parabolickým kolektorům (tamtéž, s. 101):

- Vodivá termální kapalina je mnohem bezpečnější díky dusičnanům sodnému a draselnému, protože není vznětlivá a toxická (v porovnání k syntetickému oleji).
- Zvýšení pracovní teploty vodivé termální kapaliny z 390 na 565°C zlepšuje výkon termodynamického cyklu.
- Představená akumulace tepla řeší problém nestálosti intenzity slunečního záření po celý den. Toto poskytuje čistou výhodu, co se týče kontinuity práce uskupení turbínových alternátorů a vyhýbá se použití fosilních paliv a jejich integrace do systému. Proto tyto systémy nejsou hybridní, ale výlučně živěné z přírodních zdrojů.
- Zrcadla jsou vyrobena ze směsi materiálu honeycomb (včelí pláštěv), které jsou lehčí, silnější a levnější než skla užívaná v systémech SEGS⁴.

Ačkoli věžní systémy s energetickou akumulací jsou mnohem účinnější, co se týče konverze energie a požadují menší počáteční investice než ty systémy, které užívají lineární parabolické kolektory, je zde několik nevýhod, které činí instalaci takového systému obtížnou (tamtéž, s. 101):

- velké rozměry centrální věže, jejíž výška je úměrná k velikosti pole zrcadel a výkonu systému
- Je velmi obtížné koncentrovat solární záření směrem k přijímači, který je instalován ve výšce 100 m. Naproti tomu je ohnisková vzdálenost systému s lineárními parabolickými kolektory menší než 2 m.

Jeden z nejdůležitějších příkladů této technologie je reprezentován experimentálním americkým systémem Solar Two o 10 MW_e , který byl v provozu v letech $1996 - 1999$

⁴ SEGS – Solar electric generation systems (soubor devíti lineárních parabolických elektráren)

v Daggetu v Kalifornii. Solar Two byl první systém, který užíval směs solného roztoku složeného z 60% dusičnanem sodným a 40% dusičnanem draselným jako vodivé termální kapaliny. (tamtéž, s. 101)

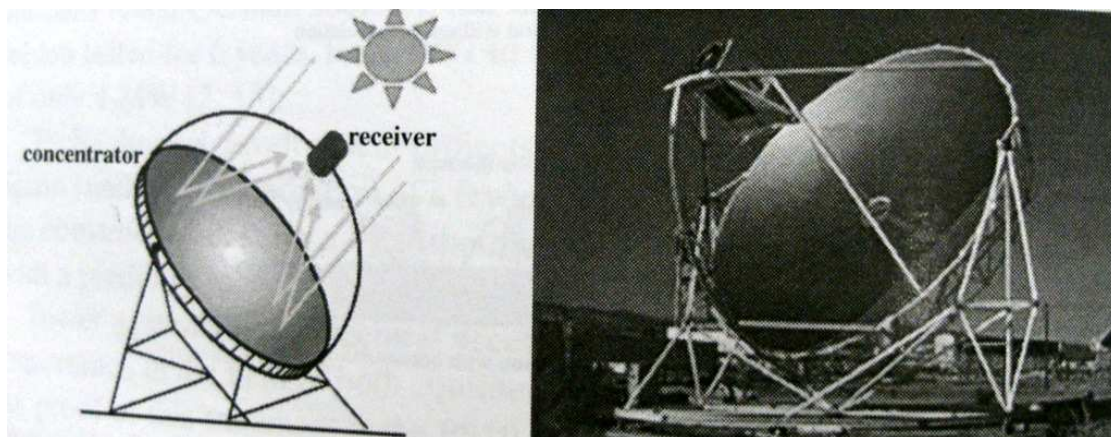
Akumulace tepla

Uvedení termálních akumulačních systémů dovozuje eliminaci přechodných efektů díky nepravidelnosti v solárním záření a také dovozuje vydání produkčního schématu, které vychází ze schématu slunečního záření (kde je sesumarizováno, že instalovaná elektrická energie je stejná v obou případech). Existence akumulace dovozuje užití širších solárních polí, dokonce když elektrická energie je o stejné velikosti, má větší energetickou produkci a také větší číslo „ekvivalentních hodin za rok“ výkonu. Ty mohou být od 1500 h, typických pro systémy bez akumulace až k 2000 – 4000 h (někdy dokonce více), v systémech s akumulací. Opravdu velké skladovací nádrže by mohly fakticky dovolit nepřetržitou produkci energie. Vlastně, je mnohem vhodnější vymezit akumulaci do skladovacích tanků, které mohou dovolit 5 – 10 h nominální výroby energie. To dovozuje uživatelům naplánovat si produkci elektrické energie tak, jak je pro ně nejvhodnější, koncentrovat ji na dobu, kdy je nejvíce potřeba (také to zvyšuje její obchodní hodnotu). Tento aspekt je často ještě mnohem viditelnější v rozvojových zemích. Zpravidla se dá na dvou nebo třídní předpovědi počasí optimalizovat energetická produkce, aby byla dostupná i během hodin, kdy stojí více. Systém akumulace dále dovozuje produkci na požádání, aby byla vytvořena požadovaná záloha uskladněné energie pro elektrickou síť. (tamtéž, s. 102-103)

3.2.3 Parabolické miskové sběrné systémy

Tento systém užívá zrcadlové panely, které mají parabolický tvar a sledují slunce při jeho rotaci okolo dvou ortogonálních os. Tyto panely také koncentrují solární radiaci a posílají ji směrem k přijímači, který je instalován v ohnisku. Vysoká teplota (více jak 650°C) je normálně odevzdána do kapaliny (heliová nebo sodíková pára) a je pak užívána v motoru, který je umístěn nad přijímačem, kde je přímo produkována mechanická nebo elektrická energie. Z ekonomických důvodů průměry koncentrátorů nepřevyšují průměr 15 m, limitující produkci energie okolo 25 - 30 kW_e. S řadou těchto kolektorů je možné realizovat systémy o jakékoliv velikosti a energetickém rozsahu. Zajímavé použití parabolických miskových kolektorů: Je to technologie, která se týká produkce energie v malých komunitách, které jsou decentralizovány a vzdálené. Tyto systémy mají účinnost konverze větší než 30 procent

(nejvyšší účinnost mezi existujícími solárními technologiemi). Tato technologie v současné době dosáhla do fáze možností svého průmyslového využití, převážně díky výzkumu, který probíhal v Evropě, v USA a v Austrálii. (Lorenzini, 2010)



Překlad zleva: concentrator – koncentrátor, receiver - přijímač

Zobrazení 10.: Samostatný parabolický miskový kolektor [Zdroj: Lorenzini, 2010]

Mezi popisovanými technologiemi, tento systém má nejvyšší náklady na produkci elektrické energie (v roce 2004 byly náklady okolo 1 €/kWh), nicméně je zajímavý výhledově, čeká se totiž právě snížení těchto nákladů. Náklady na konstrukci fototermálního elektrického systému, který užívá parabolické kolektory, byly v roce 2004 okolo 7100 – 3700 €/kW_e a předpovídá se, že ve střednědobém výhledu to bude dokonce 2000 – 1200 €/kW_e. (tamtéž, s. 104)

V parabolických miskových kolektorech může vodivá termální kapalina dosáhnout teploty přesahující dokonce 1000°C. A v tak vysoké teplotě je možné produkovat i vodík jeho separací od vody. Ve výhledu je to nejdůležitější důvod pro zájem o tuto technologii: v Evropě je od roku 2002 vodík v ohnisku podpory Evropské politiky obnovitelných zdrojů energie, která uznává hydrogen jako čisté palivo s vysokou účinností energetického nosiče. (tamtéž, s. 104)

3.2.4 Využití CSP technologií pro výrobu elektrické energie

V současné době je nejkonkrétnější aplikování CSP elektráren v oblasti produkce elektrické energie. (Lorenzini, 2010)

Ve střednědobém výhledu je predikováno, že výroba produkce elektrické energie bude jejich hlavním účelem. Podobně jako další formy obnovitelných energií, které byly v nedávné době představeny, musí sami potvrdit svojí konkurenceschopnost co se týče energetických nákladů. (tamtéž, s. 105)

Současný rostoucí trh se „zelenou energií“, který kalkuluje s formou ekonomických stimulů, dovoluje překonat v příznivých případech mezeru mezi právě touto ekologickou formou energetické produkce a produkcích konkurenčních, založených na fosilních palivech. (tamtéž, s. 105)

Získávání kvót pro zelenou energii na trhu je nezbytné k redukování produkčních nákladů a zlepšování jejich obchodní hodnoty. Pokud jde o redukcí nákladů, mohou být přijaty dvě hlavní varianty: redukce ve specifických nákladech na investice a na zvýšení účinnosti produkce. Zlepšení obchodní hodnoty může být dosaženo zmenšením závislosti produkce elektrické energie na nestálosti slunečního záření. Uvedení úložného systému nebo užití integrovaných solárních/hořlavých fosilních systémů je pro budoucnost oboru nepostradatelné. (tamtéž, s. 105)

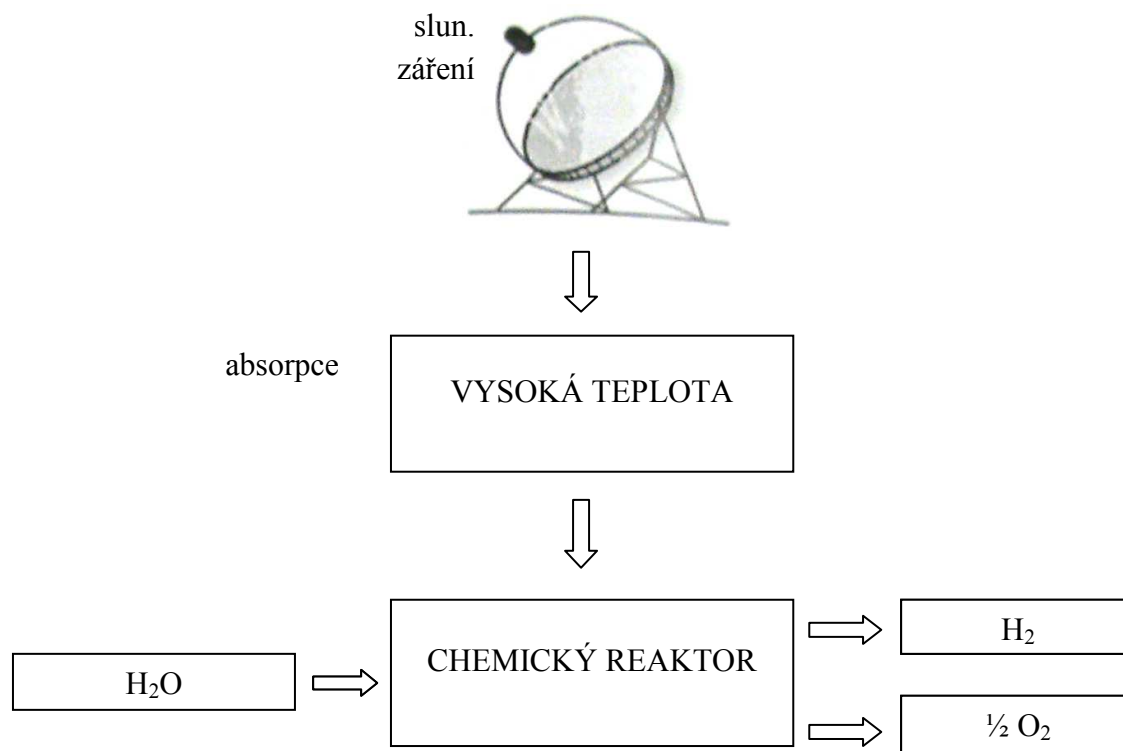
Musí být zvýrazněno, že redukce nákladů na investice, zlepšení účinnosti a nezávislost na solární variabilitě má kontrastní aspekty. Dosažení vítězství kompromisu je velmi nezbytné, ale nevyhnutelně povede k opuštění prostoru pro specifické inovace (jak se děje v automobilové technologii nebo v mnohem dlouhodobějším měřítku u větrných technologií). (tamtéž, s. 105)

3.2.5 Přímá produkce solárního vodíku

Jedním z hlavních problémů v budoucnosti obnovitelných zdrojů energie bude produkce energie v konkurenceschopných nákladech ve velkém množství bez produkce skleníkových plynů, které by sloužili jako přenosový vodič tak jako elektrická energie a vodík. Nový vodíkový nosič dovolí přenos na dlouhé vzdálenosti, z místa produkce do místa spotřeby tak, jak se to dnes děje s fosilními palivy. Dostat velké množství energie do nosiče, jako je například vodík, bez emisí skleníkových plynů znamená užití vody jako suroviny a jako primárního zdroje energie, který neprodukuje skleníkové plyny. Produkce vodíku v solárních koncentračních systémech prostřednictvím termochemických procesů při vysokých teplotách, slibuje dosahování vysokých zisků v tepelné konverzi, které jsou nezbytné pro pracovní efektivitu. Získávání vodíku elektrolýzou je nejvíce uzrálým. Tento proces je charakterizován globálním výnosem v řádu 27%. Užitím fotovoltaiické konverze na

produkci elektrické energie, následované elektrolýzou vody, nedostaneme větší výnosy, ale dostaneme celkový výtěžek v řádu 12%. Mimo náklady, které jsou v současnosti těžko k hodnocení, jsou z pohledu energetiky mnohem užitečnější tyto metody, v kterých se děje tepelná solární konverze ve vodíku odlišnou cestou, založenou na schématu ukázaném na zobrazení 11. Tímto způsobem je teoreticky možné získat globální výtěžek konverze energie v řádu 46%. (Lorenzini, 2010)

Termochemické cykly, zahrnující sérii oxidačních-redukčních reakcí, do kterých jsou zapojeny odlišné přírodní látky, dovolují rozštěpení vody na vodík a kyslík, začínají při relativně zvýšených teplotách (800 – 1500°C), ale v solárních koncentračních systémech tyto teploty mohou být dosaženy jen užitím vysoko koncentračních systémů jako jsou věže nebo systémy s parabolickými miskami. Tato typologie procesu je známa od 70. let 20. století, ale jen v posledních několika letech se stala znovu objektem velkého zájmu, vyvolanému čím dál větším tlakem problémů s životním prostředím. Možnost zajistit přísun paliva takovýchto cyklů termálně pomocí solární energie by učinila tyto systémy kompletně obnovitelné a také perfektně kompatibilní se strategií udržitelného rozvoje. (tamtéž, s. 106)



Zobrazení 11.: Schéma produkce vodíku ze solárních zdrojů pomocí termochemického procesu [Zdroj: Lorenzini, 2010]

3.2.6 Technologický návrh ENEA: užití tekuté soli v parabolických kolektorových systémech

Od roku 2000 podnikla ENEA⁵ vývojovou a demonstrativní produkční aktivitu na poli solární koncentrační technologie, která je zaměřena na elektrickou produkci v krátko a dlouhodobé perspektivě. (Lorenzini, 2010)

Technologický vývoj ENEA kombinuje několik klasických lineárních parabolických kolektorových systémů a věžní systémy se zaměřením na vytvoření série technologických inovací, které dovolí jít za kritické body obou těchto systémů. (tamtéž, s. 106)

Specifické rysy systému ENEA jsou (tamtéž, s. 107):

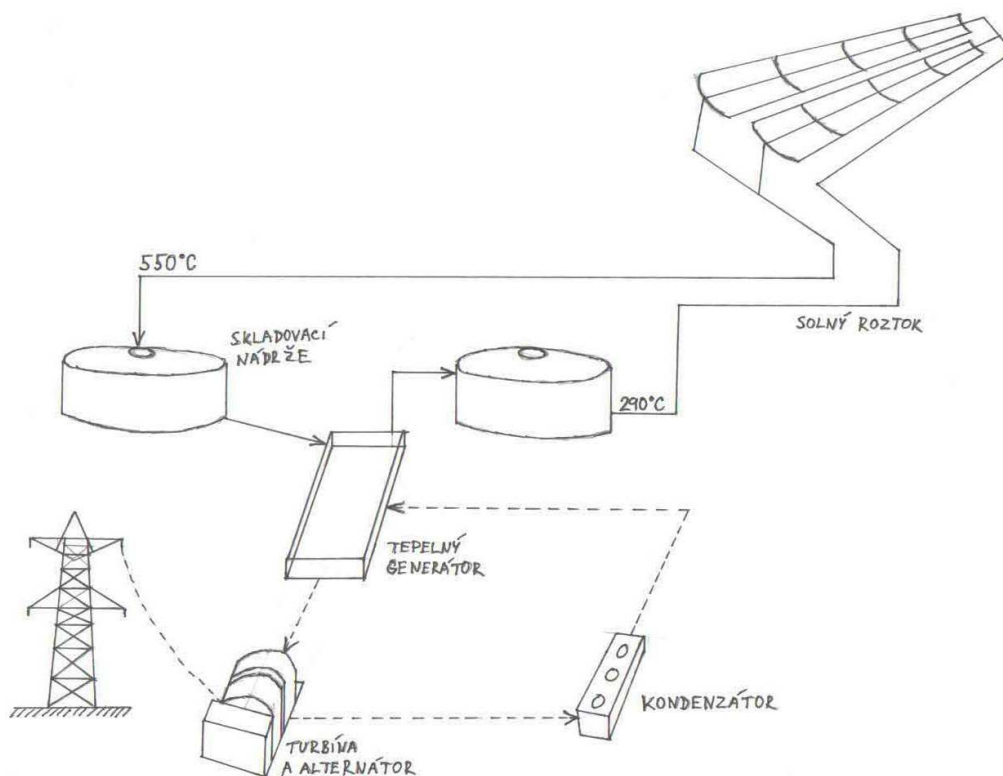
- užití lineárních parabolických kolektorů (protože jde o nejvíce zralou technologii) a v porovnání s ostatními obnovitelnými jde o tradiční jedničku
- konstrukce trubek přijímače schopných pracovat při vysoké teplotě
- užití směsi solného roztoku (tvořené z 60% dusičnanem sodným a z 40% dusičnanem draselným), které je už užíváno ve věžních elektrárnách jako kapalina přenášející teplo namísto syntetických olejů, které jsou užívány v tradičních lineárních parabolických kolektorech (např. v systémech SEGS)
- Přítomnost systémů na uskladnění tepla, které jsou také už užívány ve věžních systémech, ale absentují v tradičních lineárních parabolických kolektorových elektrárnách. Dovolují uskladnění odebrané termální energie a dělají systém schopnější nepřetržitého provozu přes noc a při zamračené obloze či v případě nepříznivých povětrnostních podmínek.

Pracovní schéma ENEA lineární parabolické kolektorové elektrárny užívající solný roztok je ukázáno na Zobrazení 12.

Jsou zde dvě nádrže (jedna na „teplou“ a druhá na „studenou“), které obsahují směs solného roztoku o teplotě 550 resp. 290°C. Z nádrží jsou dva nezávislé okruhy, v kterých obíhá solný roztok díky příslušným oběhovým pumpám. V okruhu ozařovaného solárního pole je solný roztok z chladné nádrže zahřátý na 550°C, obíhá uvnitř solárních kolektorů a pak je s ním plněna teplá nádrž. V okruhu parního generátoru je solný roztok brán z teplé nádrže a pak produkuje přehřátou páru v parním generátoru, následně jde zpět do studené nádrže. Pára produkovaná v parním generátoru jde do konvenčního systému, kde produkuje elektrickou energii. (tamtéž, s. 107-108)

⁵ ENEA – Italian National Agency for New Technologies, Energy and Sustainable Economic Development

V limitech kapacity uskladnění jsou dva kompletně samostatné cykly (jeden se týká spotřeby solární energie a druhý produkce páry, která pohání systém generace elektřiny) dovolující produkci elektřiny, kterou je možné provést odděleně od možností, jaké poskytuje aktuální solární záření. (tamtéž, s. 108)



Zobrazení 12.: Schéma technologie ENEA elektrárny užívající solný roztok [Zdroj: Lorenzini, 2010]

Výhody solného roztoku

Užití tekuté soli jako kapaliny přenášející teplo, namísto syntetického oleje, poskytuje dvě výhody (tamtéž, s. 108-109):

- uskladnění tepla může být dosaženo při nízkých nákladech, protože soli jsou ekonomické, netoxické a mají malý dopad na životní prostředí, dokonce i když se dojde k náhodnému výbuchu
- Teplota na vývodu ze solárního pole se může zdvihnout až k 550°C (zobrazení 12), což bude mít za následek zlepšení ve výkonu termodynamických cyklů zapojených v produkce do produkce elektřiny. V případě užití syntetických olejů je nejvyšší teplota naopak limitována výší okolo 390°C.

Při porovnání schopností uskladnění, jak je ukázáno výše, je nepraktické užití syntetických olejů. Naopak, systém termálního uskladnění pomocí rozpuštěných solí je mnohem užitečnější v oblasti nákladů a bezpečnosti, takže je navrhován pro olejové systémy s užitím příslušných tepelných výměníků. (tamtéž, s. 109)

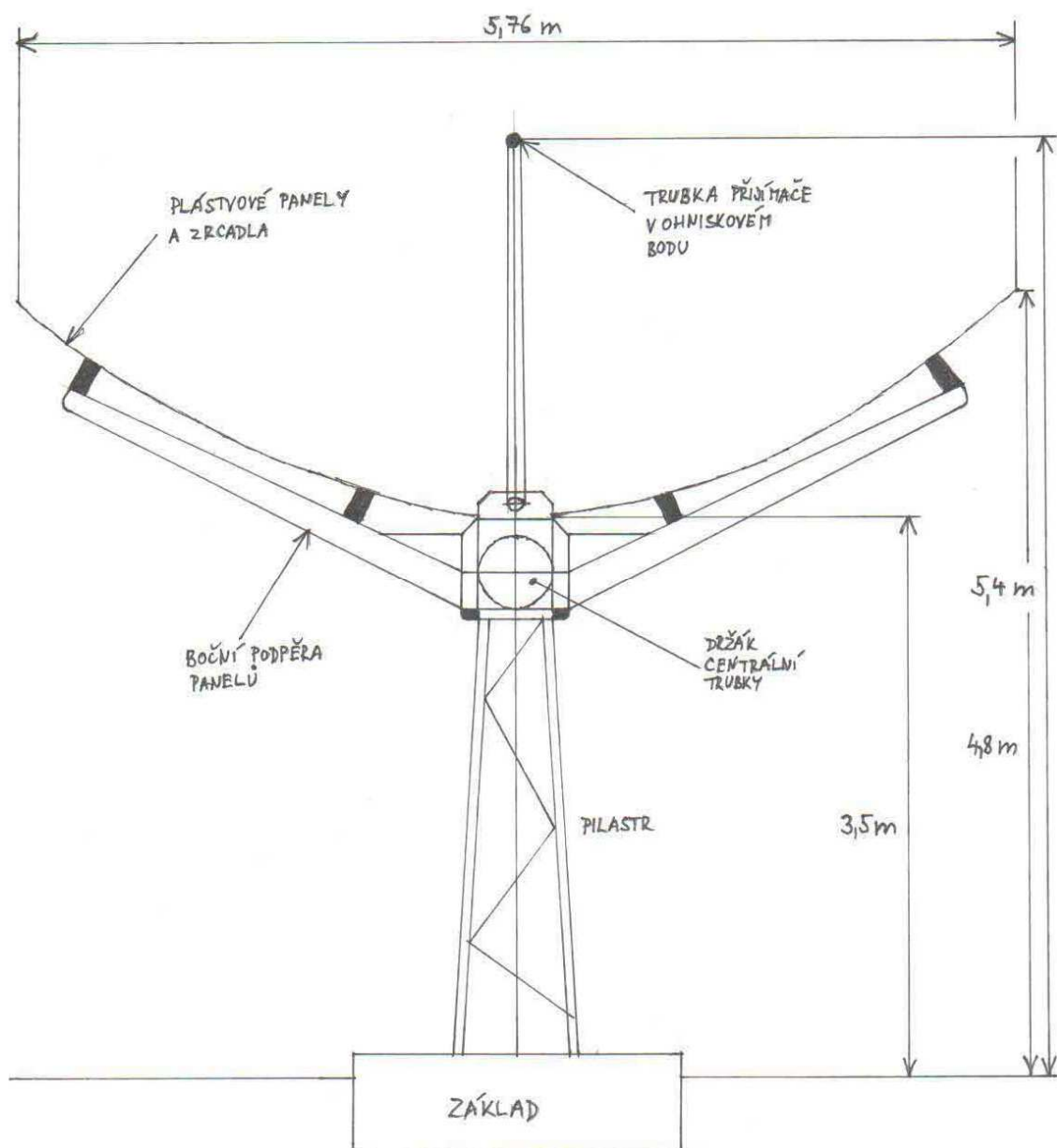
Odděleně od výhod, které jsem popsal výše, užití solného roztoku zapříčiňuje víc důležitých technologických problémů než užití syntetického oleje. Hlavní problém je, že tato směs je tekutá jen při teplotě vyšší než 238°C a z toho důvodu je nezbytné přijmout technická řešení, která by byla v tomto směru přínosná. Zvláště je nezbytné mít solný fúzní systém a přehřívací elektrický potrubní systém pro startování elektrárny (když je nutné potrubí naplnit solí). Stejně jako zajištění nepřerušované cirkulace soli v trubkách (dokonce i v noci), aby se předešlo ztuhnutí směsi. Alternativa pro nepřetržitou cirkulaci může být denní plnění a vyprazdňování oběhu, ale tato operace je možná jen v elektrárnách s limitovanou velikostí. Další aspekt, který charakterizuje solný roztok je nezbytnost přijetí příslušných materiálů a konstrukčních technologií pro potrubí a dalších komponentů (zvláště pumpy a armatury), hlavně kvůli možnosti koroze. (tamtéž, s. 110)

Solární kolektory užívané ENEA

Solární kolektor reprezentuje hlavní aspekt ekonomické analýzy, která rozhodne o realizaci solárních centrálních elektráren a z toho důvodu jsou náklady a účinnost těchto součástí velmi významné pro další rozšíření koncentrované solární technologie. ENEA kolektor, ukázaný na zobrazení 13 obsahuje (tamtéž, s. 110):

- konstrukce, která drží zrcadla, je schopná parabolické geometrie a proto jsou schopna sledovat pohyb slunce
- sada zrcadel o příslušném geometrickém designu
- pohybový systém, který je schopný přemístit konstrukci k požadovanému bodu
- sada trubek přijímačů, na kterých jsou koncentrovány sluneční paprsky a v kterých je termální energie předávána do vodivé kapaliny

Kolektor byl vyvinut jako celek a byl testován v ENEA centru v Casaccia. Délka prototypu kolektoru je 50 metrů, ale kombinovaná délka sady je 100 metrů. Konstrukce musí být pevná, geometricky přesná a levná. (tamtéž, s. 110)



Zobrazení 13.: Schéma solárního kolektoru užívaného ENEA [Zdroj: Lorenzini, 2010]

3.3 Solární technologie pro vytváření elektřiny bez koncentrace záření

Nyní bych zvážil další dvě technologie, které využívají solární radiaci a jsou užívány jako CSP technologie, pro vytváření elektrické energie, ale nezahrnují koncentraci solárního záření. Zvyšuje to možnost použití řízené sluneční radiace, ale také neřízené radiace, která v některých obdobích a v některých zemích, má vyšší hodnoty než radiace řízená. (Lorenzini, 2010)

Solární komíny, podobné solárním rybníčkům, nejsou charakterizovány jinými typickými teplotami, než CSP technologie. (tamtéž, s. 119)

3.3.1 Solární komíny/věže

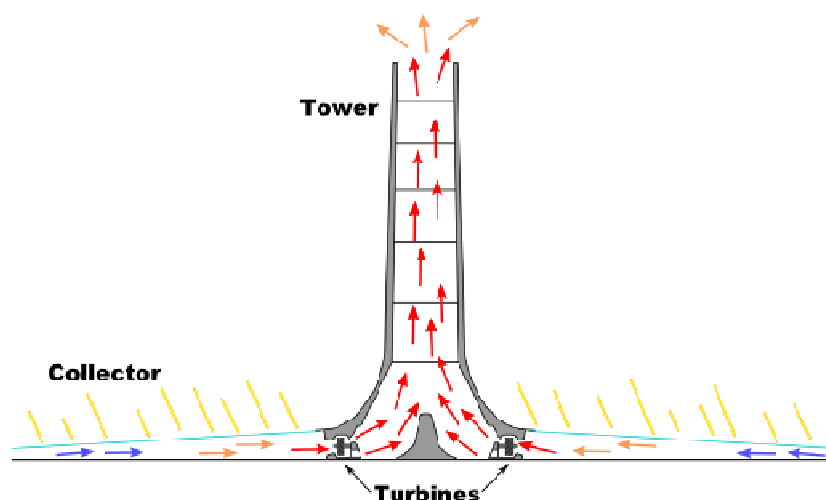
Solární komínové elektrárny umožňují produkování elektrické energie obnovitelnou cestou. Skládají se z děravé věže a v základně mají široký skleník, všeobecně kruhového tvaru, jehož plocha je pokrytá vynikající zeminou. Skleníkový vzduch, ohříván Sluncem, stoupá dále komínem zásluhou dvou fyzikálních jevů (majících funkci jako motory věže), zvaných (Lorenzini, 2010):

- vzduch stoupá plováním (založen na jevu, že teplý vzduch má tendenci stoupat vzhůru)
- vzduch stoupá díky rozdílu tlaků mezi základnou a vrcholem věže (na vrcholu komína je nižší tlak a tak vzduch stoupá směrem k vrcholu věže)

Jak stoupá komínem, teplý vzduch o teplotě zrychluje, než dosáhne rychlosti 70 km/h. Tento proud vzduchu otáčí sériemi turbín, umístěných na vnitřní základně komína, generující elektřinu: turbíny převádějí kinetickou energii a potenciál vzduchu na elektrickou energii, jak každá z lopatek Aeolianu. Jednodušeji je proces utvářen za absolutního klidu obou veličin, intenzity a vektoru rychlosti. (tamtéž, s. 120)

Tepelným kolektorem je v tomto případě skleník. Může být složen z plastových nebo skleněných desek. Na pilotní elektrárně v Mazanares je možno vidět, že použití skleněných desek je lepší, protože lépe odolávají špatnému počasí. Také je možno si všimnout, že pokud se položení desek zvyšuje směrem do centra, zvyšuje se tím radiální proud rychlosti. Provedení přímo závisí na výšce komína. Kvůli tomuto důvodu, v běžných projektech, jsou plánovány výstavby komínů o výšce 1000 m. (tamtéž, s. 120)

Hlavní vlastnost, dělající solární komín/věž zvláště významným je také jeho schopnost práce bez působení větru, 24 hodin denně, 7 dní v týdnu, vytváří špičkovou energii během teplejších dnů roku, kdy je špičková spotřeba. (tamtéž, s. 121)



Zobrazení 14: Schéma solárního komínu/věže [Zdroj: *Vortex engine*, 2008]

Elektrárna může pracovat také v noci, pomocí tzv. „tlakového gradientu“ (tlakového rozdílu) a, za druhé, z půdy, která je obsažena ve skleníku, a je během dne ohřívána, se pak v noci uvolňuje nahromaděné teplo. Termální kapacitu „podlahy“ ve skleníku je možno jednoduše zvýšit umístěním vrstvy vody nebo užitím vhodného zařízení obsahujícího prvky vody, hromadícího teplo a v noci toto teplo uvolňujícího. Je samozřejmé, že voda musí být zadržena, nesmí se vypařovat, jinak spotřebovává absorbovanou termální energii. (tamtéž, s. 121)

Mezi nejtižadostivější projekty, co se týče rozměrů, je bez pochyby, solární komín/věž, který byl postaven v okrese Wentworth, v Novém Jižním Walesu, v Austrálii. Počáteční čísla projektu jsou následující (tamtéž, s. 121):

- skleník by měl pokrýt plochu o 25,000 akrech, která se rovná 5 km²
- centrální věž bude 3,280 stop vysoká, to odpovídá 1 km, což by z ní udělalo nejvyšší stavbu na světě
- uvnitř věže je obsaženo 32 turbín každá o výkonu 6,25 MW; ke každé stoupá teplý vzduch, jehož maximální rychlost je odhadnuta v řádu kolem 35 mil/h (do 60 km/h); solární věž bude mít celkovou kapacitu 200 MW, takže je možno zásobit elektřinou skoro 200,000 domácností.
- vytvoření 200 MW energie by mohlo pomoci k menšímu emisím CO₂, v odhadu mezi 750,000 a 900,000 t/rok

Pilotní projekt byl uskutečněn v roce 1981 až 1988 v Mazanares. (tamtéž, s. 122)

Nejvyšší a nejrafinovanější solární komín/věž (750 m) v Evropě byl realizován v Fuente del Fresno, ve Španělském regionu Mancha. Tento obrovský solární systém vyrábí

energii 30 MW. Elektrárna poskytuje elektrickou energii rovnou požadavku 120,000 lidí a v tu samou dobu je zamezeno vypouštění 78 t CO₂ do atmosféry, jenž je vytvořeno z 140,000 barelů ropy produkující tu samou energii za rok. Výstavba této konstrukce začala v roce 2007, a byla plánována na 3 roky; její cena by měla být 240,000,000 € a zabírá 350 ha s průměrem 3 km. Využití principu skleníkového efektu, přehřátý vzduch stoupá do výšky věže, pohání 24 turbín produkujících elektřinu. V systému jsou uloženy trubky naplněné gelem zadržujícím teplo, dovolující generátorům produkovat energii dokonce i v noci a během vzácných období izolace. Věž má odhadnutu životnost 60 let. (tamtéž, s. 122)

3.3.2 Solární rybníčky

Termín „solární rybníčky“ je užíván k popsání hmoty obsažené ve vodní nádrži, jež také absorbuje solární energii a hromadí ji uvnitř. K získání tohoto druhu solárního provedení, zde mohou být jmenovány tři základní druhy solárních jezer, jenž jsou nazvány takto: solné gradientní solární jezero, gelový rybníček a nakonec mělký solární rybníček. Mezi těmito třemi je v prvním, jehož technická část byla uskutečněna realizací celků a vedením fyzikálních studií. Tento druh jezera je proveden rozpuštěním soli ve vodě, např. chlorid sodný užívaný k naplnění techniky, jenž umožňuje řízený růst koncentrace soli s hloubkou, dokud spodní vrstva nedosáhne nasycení. Prakticky, ve vertikálním průřezu nádrží, která je hluboká 2-3 m, můžeme vidět tři příznačně položené vrstvy: první vrstva je vysoká a velmi úzká, je složena z vody s malým obsahem soli (0-35 g/l); střední vrstva, kde je možno si všimnout lineárního solného výkyvu; a konečně, stejnorodá a usazená solí spodní vrstva (200-250 g/l). (Lorenzini, 2010)

Solární rybníčky jsou hlavně užívány jako energetické zdroje, které jsou vhodné k zásobování procesů (tamtéž, s. 125):

- produkce elektrické energie užíváním organického kapalinového Rankinova cyklu; pole elektrické produkce systémů je velmi nízké, ale je zde obsažena cena zásobníkových zařízení
- odsolení vody
- zemědělských skleníků a obyčejné přírodní vytápění
- sušení rostlin

Solární rybníček může být postaven užitím normální zprostředkovací techniky užívané stavebním průmyslem, jako je vykopání nádrže, pokrytí nádrže nepropustnou membránou a postavení konstrukce pro přístřeší zařízení užívaného pro vytěžení a produkování tepla. Velké

tepelné soustředěné plochy mohou být uskutečněny, až na tisíce čtverečních metrů plochy s cenami za jednotku plochy nižší než cena každé další metody k využití solární energie. Velké množství shromážděné energie a schopnost termální izolace charakterizují solární rybníčky: mohou uchovat termální energii na dlouhou dobu (období) bez zjištění citelných tepelných úbytků slané vody. (tamtéž, s. 126)

U stavby solárního jezera závisí cena na velikosti zastavěné plochy (tamtéž, s. 126):

- plocha 2,000 m², cena 150 €/m²
- plocha 20,000 m², cena 95 €/m²
- plocha 200,000 m², cena 70 €/m²

4. Porovnání

4.1 Porovnání tří typů solárních elektráren

4.1.1 Stručná charakteristika jednotlivých vybraných elektráren

Byly vybrány tyto elektrárny: Andasol 1, Planta Solar 10, Olmedilla Photovoltaic park a Nevada Solar One. Tři z těchto elektráren byly vybrány úmyslně z toho důvodu, že jsou všechny umístěny v oblasti jižního Španělska, v tzv. dobré oblasti „Slunečního pásu“, kde se pohybuje průměrná vstupní energie na jednotku plochy mezi 2000-2200 kW/m²/rok⁶. U čtvrté, Nevada Solar One je tato hodnota 2 725 kWh/m²/rok⁷.

Lineární parabolická sběrná elektrárna Andasol 1 je vybudována u města Aldiere, v regionu Granada. Stoprocentním vlastníkem této elektrárny je španělská společnost ACS Cobra Group. Tato elektrárna je využívána ke komerčním účelům. Andasol 1 je fototermálním vysokoteplotním systémem, který užívá technologie lineárních koncentrátorů s parabolickým profilem. Jako vodivé termální kapaliny je zde užíváno solného roztoku v poměru 60% dusičnanu sodného a 40% dusičnanu draselného.

Věžní systém s centrálním přijímačem Planta Solar 10 stojí u města Sevilla, v regionu Sanlúcar la Mayor. Vlastníkem se stoprocentním podílem v této elektrárně je španělská společnost Abengoa Solar, která jejím provozovatelem. Tato elektrárna je také, jako

⁶ Zdroj: NREL, 20.1.2011

⁷ Zdroj: NREL, 1.1.2007

předchozí Andasol 1, určena ke komerčním účelům. Planta Solar 10, zkráceně PS10 je věžním systémem s centrálním přijímačem, kde heliostaty centralizují sluneční záření do jediného přijímače, který je umístěn na věži. Jako vodivé termální kapaliny je v této elektrárně užíváno vody.

Fotovoltaická elektrárna Olmedilla leží u města Olmedilla de Alarcón, asi 200 km od hlavního města Madridu. Jediným stoprocentním vlastníkem této elektrárny je španělská společnost Nobesol. Tato elektrárna je, jako předchozí, užívána ke komerčním účelům.

Lineární parabolická sběrná elektrárna Nevada Solar One leží jako jediná z uvedených elektráren na jiném kontinentě a to u města Boulder, v okrsku Clark, ve státě Nevada, v USA. Jejím stoprocentním vlastníkem je společnost Acciona Energía. Elektrárna je určena ke komerčním účelům. Nevada Solar One je, stejně jako Andasol 1 fototermálním vysokoteplotním systémem, který užívá technologie lineárních koncentrátorů s parabolickým profilem. Jako vodivé kapaliny užívá Dowtherm A⁸, která je složená z dvou komponent: bifenyly C₁₂H₁₀ a oxidu bifenyly C₁₂H₁₀O.

4.1.2 Výchozí hodnoty

Tabulka 1: Počáteční údaje pro porovnání jednotlivých elektráren

System	Lineární parabolická sběrná elektrárna Andasol 1	Věžní systém s centrálním přijímačem PS10	Fotovoltaický park Olmedilla de Alarcón	Lineární parabolická sběrná elektrárna Nevada Solar One
Investiční cena (€)	300 000 000	35 000 000	384 000 000	188 000 000
Výkon (MW ⁹ , MWp ¹⁰)	50	11	60	70
Velikost zastavěné plochy (m ²)	510 120	624 120	436 000	357 200
Roční produkce (MWh/rok)	158 000	23 400	87 500	134 000
Životnost (rok)	40	24	20	40
Provozní náklady (€/rok)	9 000 000	1 050 000	11 520 000	5 640 000

Zdroj: NREL, 20.1.2011; NREL, 21.4.2009; NREL, 1.6.2007; Solar Paces, 2010; NOBESOL, 2008; Solar Collectors, 2010

⁸ Zdroj: DOW, 2001

⁹ MW – je jednotka výkonu u Andasol 1, PS10, Nevada Solar One

¹⁰ MWp – je jednotka výkonu u Fotovoltaického parku Omedilla de Alarcón

U všech čtyř typů bude v následujících výpočtech uvažováno s průměrnými ročními provozními náklady, které jsou 3% z investiční ceny dané elektrárny.

Pro porovnání udaných čtyř elektráren bude potřeba těchto údajů:

- investiční cena
- rozloha
- roční produkce
- provozní náklady
- životnost

4.1.3 Porovnání

Tabulka 2: Porovnání produkcí el. energie po celou dobu jejich životnosti

Systém	Roční produkce (MWh/rok)	Životnost (rok)	Produkce elektrárny za celou dobu její životnosti (GWh)
Lineární parabolická sběrná elektrárna Andasol 1	158 000	40	6 320
Věžní systém s centrálním přijímačem PS10	23 400	24	561,6
Fotovoltaický park Olmedilla de Alarcón	87 500	20	1 750
Lineární parabolická sběrná elektrárna Nevada Solar One	134 000	40	5 360

Zdroj: NREL, 20.1.2011; NREL, 21.4.2009; NREL, 1.6.2007; Solar Paces, 2010; NOBESOL, 2008; Solar Collectors, 2010

Tabulka 3: Porovnání investičních nákladů na 1 kWh el. energie

Systém	Investiční cena (€)	Produkce elektrárny za celou dobu její životnosti (GWh)	Investiční náklady na 1 kWh (€/kWh)
Lineární parabolická sběrná elektrárna Andasol 1	300 000 000	6 320	0,04747
Věžní systém s centrálním přijímačem PS10	35 000 000	561,6	0,06232
Fotovoltaický park Olmedilla de Alarcón	384 000 000	1 750	0,21943
Lineární parabolická sběrná elektrárna Nevada Solar One	188 000 000	5 360	0,03507

Zdroj: NREL, 20.1.2011; NREL, 21.4.2009; NREL, 1.6.2007; Solar Paces, 2010; NOBESOL, 2008; Solar Collectors, 2010

V těchto prvních dvou tabulkách byly porovnány investiční náklady jednotlivých výše uvedených elektráren na 1 kWh. Z tohoto srovnání vyšla nejlépe Lineární parabolická sběrná

elektrárna Nevada Solar One, u které dosáhli investiční náklady 0,03507 €/kWh. Naopak nejhůře dopadla Fotovoltaický park Olmedilla de Alarcón, kde vyšly investiční náklady zhruba 6x vyšší než u Nevada Solar One 0,21943 €/kWh.

Tento výsledek je hlavně ovlivněn dobou životnosti jednotlivých elektráren, která je u lineárních parabolických sběrných elektráren mnohem vyšší a dále mezi dvojicí tohoto druhu rozhodla průměrná vstupní energie na jednotku plochy, která je jednoznačně vyšší v Nevadě než ve Španělsku.

Tabulka 4: Porovnání výroby kWh/m² za celou dobu životnosti

Systém	Produkce elektrárny za celou dobu její životnosti (GWh)	Velikost zastavěné plochy (m ²)	Výroba na 1 m ² za dobu životnosti (kWh/m ²)
Lineární parabolická sběrná elektrárna Andasol 1	6 320	510 120	12 389
Věžní systém s centrálním přijímačem PS10	561,6	624 120	900
Fotovoltaický park Olmedilla de Alarcón	1 750	436 000	4 014
Lineární parabolická sběrná elektrárna Nevada Solar One	5 360	357 200	15 006

Zdroj: NREL, 20.1.2011; NREL, 21.4.2009; NREL, 1.6.2007; Solar Paces, 2010; NOBESOL, 2008; Solar Collectors, 2010

V této čtvrté tabulce byla porovnána vyrobená elektrická energie na jednotku plochy za dobu životnosti dané elektrárny. Také z tohoto druhého srovnání vyšla nejlépe Nevada Solar One. Nejméně kWh/m² vyrobí Věžní systém s centrálním přijímačem PS10. Jako v prvním případě porovnání, tak i zde je hlavním ovlivňujícím faktorem doba životnosti elektráren a dále průměrná vstupní energie na zastavěnou plochu. Například ve velikosti zastavěné plochy nejsou až tak obrovské rozdíly.

Tabulka 5: Porovnání výroby kWh/m² zastavěné plochy/rok

System	Roční produkce (MWh/rok)	Velikost zastavěné plochy (m ²)	Výroba na 1 m ² za rok (kWh/m ² /rok)
Lineární parabolická sběrná elektrárna Andasol 1	158 000	510 120	309,73
Věžní systém s centrálním přijímačem PS10	23 400	624 120	37,49
Fotovoltaický park Olmedilla de Alarcón	87 500	436 000	200,69
Lineární parabolická sběrná elektrárna Nevada Solar One	134 000	357 200	375,14

Zdroj: NREL, 20.1.2011; NREL, 21.4.2009; NREL, 1.6.2007; Solar Paces, 2010; NOBESOL, 2008; Solar Collectors, 2010

Zde bylo srovnáváno množství vyrobené elektrické energie na jednotku plochy a časové období jednoho roku. I v tomto případě byla opět nejlepší Nevada Solar One, jenž dokáže za uvedené časové období na jednom metru čtverečním vyrobit téměř desetinásobné množství elektrické energie než-li PS10. Jak již jsem uvedl, Věžní systém s centrálním přijímačem PS10 má nejhorší výsledek.

Tabulka 6: Porovnání provozních nákladů na 1MWh vyrobené elektřiny

System	Provozní náklady (€)	Produkce elektrárny za celou dobu její životnosti (GWh)	Provozní náklady na 1 MWh (€/MWh)
Lineární parabolická sběrná elektrárna Andasol 1	9 000 000	6 320	1,4241
Věžní systém s centrálním přijímačem PS10	1 050 000	561,6	1,8697
Fotovoltaický park Olmedilla de Alarcón	11 520 000	1 750	6,5829
Lineární parabolická sběrná elektrárna Nevada Solar One	5 640 000	5 360	1,0522

Zdroj: NREL, 20.1.2011; NREL, 21.4.2009; NREL, 1.6.2007; Solar Paces, 2010; NOBESOL, 2008; Solar Collectors, 2010

Šestá tabulka srovnává provozní náklady na 1 MWh u uvedených elektráren. Výsledek udává částku provozních nákladů na 1 MWh na celou dobu životnosti té dané elektrárny. Z tohoto porovnání vyšla nejlépe Lineární parabolická sběrná elektrárna Nevada Solar One a nejhůře Fotovoltaický park Olmedilla de Alarcón.

Tabulka 7: Provozní náklady na 1 m² plochy za rok

System	Provozní náklady (€)	Velikost zastavěné plochy (m ²)	Životnost (rok)	Provozní náklady na m ² na rok (€/m ² /rok)
Lineární parabolická sběrná elektrárna Andasol 1	9 000 000	510 120	40	0,4411
Věžní systém s centrálním přijímačem PS10	1 050 000	624 120	24	0,0701
Fotovoltaický park Olmedilla de Alarcón	11 520 000	436 000	20	1,3211
Lineární parabolická sběrná elektrárna Nevada Solar One	5 640 000	357 200	40	0,3947

Zdroj: NREL, 20.1.2011; NREL, 21.4.2009; NREL, 1.6.2007; Solar Paces, 2010; NOBESOL, 2008; Solar Collectors, 2010

Posledním a dle mého úsudku nejdůležitějším porovnáním je srovnání výše uvedených elektráren podle provozních nákladů na metr čtverečný za rok. V tomto porovnání vítězí Věžní systém s centrálním přijímačem PS10 a nejhůře dopadl Fotovoltaický park Olmedilla de Alarcón.

4.1.4 Shrnutí

Když byla srovnána všechna tato výše uvedená porovnání a nebude bráno v potaz životnost elektráren, která má na mé výpočty obrovský vliv, byla zvolena jako nejlepší z uvedených elektráren Lineární parabolická sběrná elektrárna Nevada Solar One, jejíž provozní náklady na metr čtverečný nejsou sice nejmenší, ale vyrobené kilowatthodiny na metr čtverečný za rok jsou jednoznačně největší.

4.2 Porovnání tepelné a fototermální elektrárny

4.2.1 Základní principy a parametry

Rozdíl mezi tepelnou a lineární parabolickou elektrárnou v technologii je více než jasný.

Zatímco princip tepelné elektrárny je založen na spalování fosilního paliva a následnému předání tepelné elektřiny vodě, fototermální elektrárna pracuje na základě

získávání energie sluneční a její následné přeměně na energii tepelnou. (*Vodní a tepelné elektrárny*, 2010)

Tabulka 8: Parametry porovnávaných elektráren

Zařízení	Tepelná elektrárna Prunéřov 2	Fototermální elektrárna Andasol 1
Investiční cena (Kč)	25 000 000 000	7 350 000 000
Provozní náklady (Kč/rok)	490 000 000	220 500 000
Výkon (MW)	5 x 210 ¹¹	50
Teplota cyklu (°C)	540	393
Tlak cyklu (MPa)	13,53	10
Životnost (rok)	25 – 40 ¹²	40
Účinnost (%)	32	16 ¹³
Roční produkce (MWh)	6 634 000	158 000

Zdroj: NREL, 20.1.2011; ČEZ, 2011; POHODAČEZ, 11.5.2011; City Plan, 17.5.2010

Jako fototermální elektrárny bylo uvažováno Lineární parabolické sběrné elektrárny Andasol 1, jejíž základní údaje o poloze vlastnicích a další důležité údaje jsou uvedeny v kapitole 4.1. Jako tepelnou elektrárnu jsem zvolil elektrárnu Prunéřov 2, která je součástí elektrárenského komplexu Prunéřov, ležícího na katastru stejnojmenné obce, která byla místní částí města Kadaň. Tato obec padla při výstavbě elektrárny. Prunéřovská elektrárna je hnědouhelná a využívá hnědé uhlí z nedaleké hnědouhelné pánve. Jedná se o nepříliš kvalitní hnědé uhlí a i proto patří Prunéřovské elektrárny k největším znečišťovatelům ovzduší v České republice. Vlastníkem a provozovatelem elektrárny je společnost ČEZ.

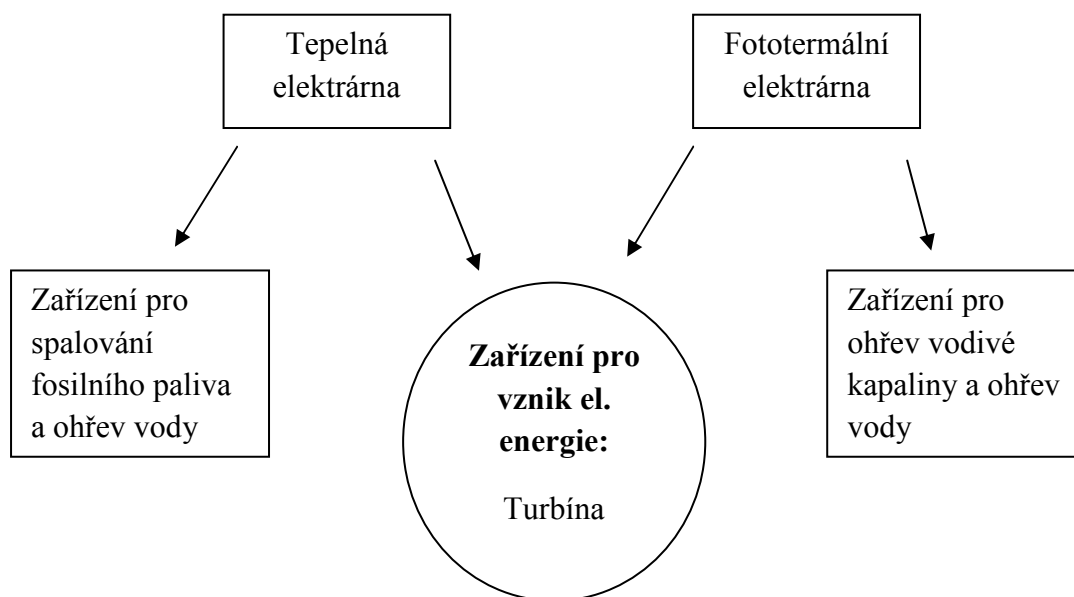
4.2.2 Porovnání zařízení užitých v elektrárnách

Tepelná a fototermální elektrárna, jak už bylo dříve uvedeno, nemají mnoho společného. Jediným, pojítkem v jejich zařízení se zdá být turbína. Proto byla v tomto porovnání rozdělena tepelná i fototermální elektrárna na zařízení pro vznik elektrické energie, což je tedy turbína a zařízení pro ohřev vody a u tepelné elektrárny následné přehřívání páry. Cílem je porovnání ceny ostatního zařízení při udané celkové ceně a ceně turbíny.

¹¹ V Prunéřovské elektrárně je užito 5 turbín, proto výkon 5 x 210 MW

¹² Životnost je u Prunéřova 2 nejistá, díky jeho modernizaci, která se má uskutečnit nejspíše v roce 2012

¹³ Účinnost u fototermální elektrárny je při plném zatížení



Zobrazení 15: Schéma zařízení tepelné a fototermální elektrárny

Parametry potřebné pro navržení turbíny

Do fototermální elektrárny parametrů Lineární parabolické sběrné elektrárny Andasol 1, které jsou:

- kapacita turbíny: 50 MW
- pracovní tlak: 100 barů
- pracovní teploty
 - vstupní: 293°C
 - výstupní: 393°C

by se hodila parní turbína typu ŠKODA MTD 40, která má následující parametry (Škoda Power, 2011):

- výkon: 30 – 200 MW
- otáčky: 3000/3600 1/min
- tlak: 3 – 14 MPa
- teplota: 300 – 540°C

Cena turbíny je: 280 000 000 Kč¹⁴

¹⁴ Zdroj: Škoda Power, Sylva Burianová - New Built Department Assistant, 19.5.2011

Do tepelné elektrárny parametrů Pruněřov 2, které jsou:

- instalovaný výkon: 5 x 210 MW
- výkon kotlů: 660 t/h páry o parametrech - tlak: 13,53 MPa
- teplota: 540°C

by mohla být užita parní turbína typu ŠKODA MTD 70, která má následující parametry (Škoda Power, 2011):

- výkon: 200 – 900 MW
- otáčky: 3000/3600 1/min
- tlak: 12 – 18 MPa
- teplota: 500 – 580°C

U této elektrárny jsou užity parní turbíny - akční, kondenzační, jednohřídelové, třítělesové a k těmto parametrům bylo také při vyhledávání turbíny přihlíženo.

Cena turbíny je: 1 100 000 000 Kč¹⁵

Tabulka 9: Porovnání investičních cen

Zařízení	Cena celého zařízení (mld. Kč)	Cena turbín (mld.Kč)	Cena ostatního zařízení (mld. Kč)
Tepelné elektrárna Pruněřov 2	25	5,5	19,5
Fototermální elektrárna Andasol 1	7,35	0,28	7,07

Zdroj: City Plan, 17.5.2010; NREL, 20.1.2011

Tabulka 10: Porovnání investičních cen poměrově

Zařízení	Cena celého zařízení (%)	Cena turbín (%)	Cena ostatního zařízení (%)
Tepelné elektrárna Pruněřov 2	100	22	78
Fototermální elektrárna Andasol 1	100	3,8	96,2

Zdroj: City Plan, 17.5.2010; NREL, 20.1.2011

Shrnutí

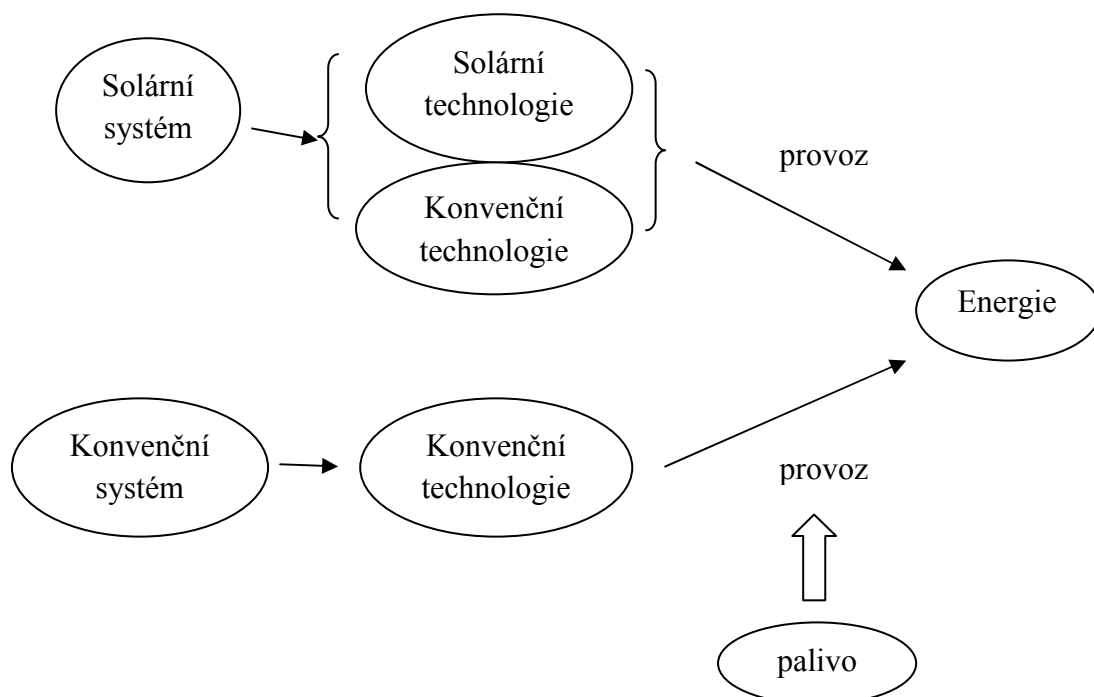
Poměrové porovnání investičních cen turbín a ostatního zařízení, které je nutné k provozu té dané elektrárny ukázalo zajímavé výsledky, kdy cena turbíny tvoří u tepelné elektrárny 22 procent ceny investiční, zatímco u elektrárny fototermální je to pouhých 3,8.

¹⁵ Zdroj: Škoda Power, Sylva Burianová - New Built Department Assistant, 19.5.2011

Z ekonomického hlediska porovnání nákladů na výstavbu a výkonů vyšel lépe Pruněrov 2, který ač jeho výstavba stála 25 mld. Kč, tak jeho výkon 1 050 MW je 21 x vyšší než u Andasol 1.

Z ekologického hlediska je jednoznačně lepší fototermální elektrárna Andasol 1. I když na tepelné elektrárně Pruněrov 2 je plánována rozsáhlá rekonstrukce, nikdy nemůže dosáhnout emisních limitů Andasol 1, které jsou nulové.

4.2.3 Porovnání investičních nákladů a nákladů na provoz



Zobrazení 16: Nákladové schéma tepelné a fototermální elektrárny

Tepelná a fototermální elektrárna byla porovnána také z hlediska počáteční investice a dalších nákladů na provoz a v případě tepelné elektrárny i nákladů na nákup uhlí.

Co se týče ceny uhlí: počáteční cena hnědého uhlí v roce 2011 je 538,00 Kč/t¹⁶ a dále by měla pokračovat každoročním 7%¹⁷ nárůstem této ceny. Nyní je cena uhlí hlavně ovlivněna ekologickou daní, jejíž platnost je do roku 2014. Je možné, že po roce 2014 nebude takový nárůst ceny. Proto v Grafu 1 je počítáno pouze s 5% nárůstem ceny uhlí.

¹⁶ Zdroj: Severočeské doly, a.s., 1.12.2010

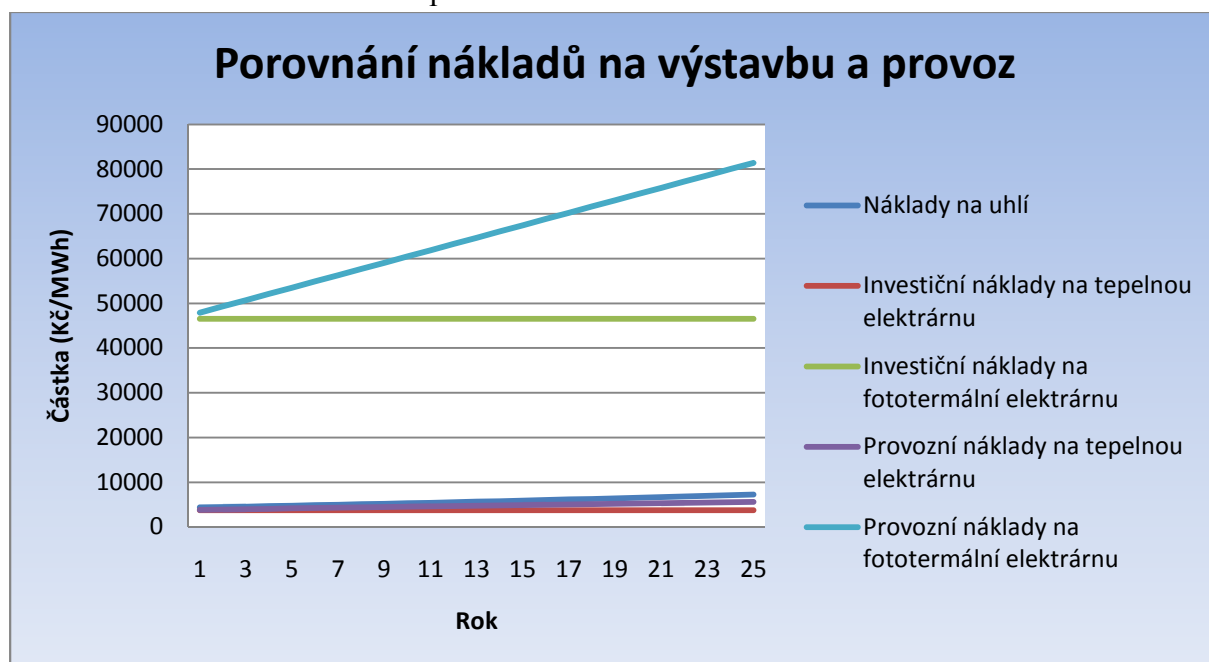
¹⁷ Zdroj: Ceny energie, 21.1.2011

Cena hnědého uhlí je cena uhlí pouze pro průmyslové využití z dolu Nástup-Tušimice, z kterého je dodáváno uhlí do mnou uvažované tepelné elektrárny Pruněrov 2. Tato elektrárna má spotřebu 6 325 259 t/rok¹⁸.

V Grafu 1 je vynesena životnost pouze 25 let, protože u tepelné elektrárny není přesně udána.

Co se týče fototermální elektrárny Andasol 1, kde nejsou jasné náklady na provoz, bylo rozhodnuto vzít jako provozní náklady 3% investiční ceny.

Graf 1: Porovnání investičních a provozních nákladů za dobu životnosti



Zdroj: City Plan, 17.5.2010; NREL, 20.1.2011; ČEZ, 2011; POHODAČEZ, 11.5.2011, Severočeské doly, a.s., 1.12.2010; Ceny energie, 21.1.2011

Shrnutí

Jako příkladu bylo v tomto porovnání pracováno s čísly, která jsou dána u konkrétních elektráren, ale pro názorný přehled investic do tepelné a fototermální elektrárny byla tato čísla vydělena roční produkcí, abych bylo dostáno relevantních údajů pro tvorbu grafu. Při porovnání investičních nákladů na 1 MWh vyrobené energie v Grafu 1 je tepelná elektrárna méně investičně náročnější než fototermální elektrárna. Při porovnání provozních nákladů obou elektráren je vidět, že náklady na provoz tepelné elektrárny jsou mnohonásobně nižší než provozní náklady fototermální elektrárny. Pokud k provozním nákladům tepelné

¹⁸ Zdroj: Ministerstvo životního prostředí, 9.3.2009

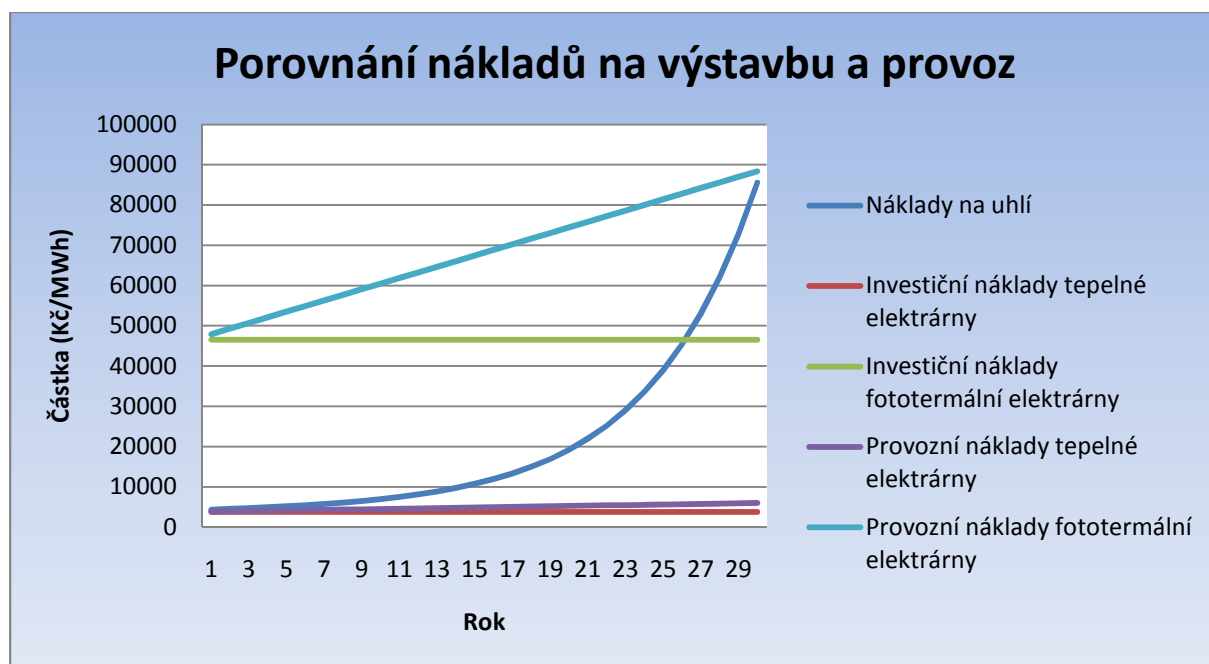
elektrárny přičteme i náklady za uhlí, získáme křivku, která se během 25 let provozu blíží 8.000 Kč na MWh produkce energie. U fototermální elektrárny při tomto vývoji dosahují provozní náklady více jak desetinásobku provozních nákladů tepelné elektrárny.

Z tohoto srovnání je patrné, že co se týče investic je jednoznačně výhodnější elektrárna tepelná.

Takto je možné tyto dva typy elektráren porovnávat pouze za předpokladu, že fototermální elektrárna je provozována nepřetržitě (tzn. má instalovány zásobníky na vodivou termální kapalinu, z kterých je v období solárního útlu dodávána tepelná energie).

Při uvažování vyššího nárůstu cen uhlí, 19% za rok a v horizontu 30 let by bylo možné se dostat s náklady na provoz tepelné elektrárny nad provozní náklady fototermální elektrárny. Potom by fototermální elektrárna byla výhodnější.

Graf 2: Porovnání investičních a provozních nákladů za dobu 30 let a při zvýšení nárůstu cen uhlí na 19% za rok



Zdroj: City Plan, 17.5.2010; NREL, 20.1.2011; ČEZ, 2011; POHODAČEZ, 11.5.2011, Severočeské doly, a.s., 1.12.2010; Ceny energie, 21.1.2011

Závěr

Na základě předchozího textu lze tedy zcela jasně konstatovat, že skutečně masivní použití fototermálních technologií v energetické praxi je stále v nedohlednu. Určitý optimismus mi skýtá vývoj po světové ekonomické krizi, kterou jsme nedávno zažili. Tato krize totiž zřejmě má pozitivní vliv na zařazování inovací do praxe. Je to vidět na celosvětovém boomu elektromobilů, je to vidět na větším důrazu využití obnovitelných zdrojů energií a tak je pravděpodobný i určitý impuls k dalšímu rozvoji fototermálních systémů. V jejich rámci by tak nejvíce z tohoto rozvoje těžily vysokoteplotní fototermální systémy, které mají pro mě asi největší předpoklady úspěšného zavedení do praxe. A mohou hrát důležitou roli v budoucnosti světové energetické produkce. Dovolují produkci obrovského množství elektřiny a vodíku, což jsou všechno obnovitelné zdroje bez emisí skleníkových plynů. A to při konkurenceschopných nákladech. Dostupnost teoretického potenciálu v zemích slunečního pásu je skutečně obrovská a dokáže zajistit smysluplný příspěvek k předpokládaným světovým požadavkům na energii. Nesdílím ovšem nadšení nad bezproblémovým energetickým propojením se státy severní Afriky a západní Asie, jejichž další vývoj se ve světle nejnovějších událostí zdá být nepředvídatelný. Jiná situace je ovšem v USA, kde je již několik vysokoteplotních fototermálních systémů plně funkčních. Jedná se o kalifornské elektrárny SEGS a dále Nevada Solar One.

Technologická zralost vzhledem k produkci elektrické energie bude dokončena ve střednědobém horizontu, a co se týče produkce vodíku, tak ta bude dokončena v horizontu dlouhodobém.

Podle přehledu, který jsem se snažil ve své práci nabídnout, mohu konstatovat, že z vysokoteplotních fototermálních elektráren budou pro nejbližší budoucnost energetiky nejprínosnější Lineární parabolické sběrné systémy, které z mého porovnání vycházejí s čistým štítem a s dobrou perspektivou návratu vložených investic. Z ostatních systémů lze za nejzajímavější označit Solární komín/věž, jehož pilotní projekt fungoval několik let v Mazanares. Zatím je ještě limitován obrovskými rozměry (hlavně výškou), které umožňují jeho výstavbu jen při dostatečném finančním zázemí. To se ovšem může změnit použitím dalších inovací v technologii jeho konstrukce.

Dosavadní nevýhodou, ale do budoucna i možným přínosem, je určitá disproporčnost mezi zeměmi, které mají nejvhodnější podmínky pro stavbu fototermálních elektráren a zeměmi, které mají největší technologické znalosti. Příkladem za všechny je Německo, které

má naprosto nejpokročilejší výzkum v oblasti vysokoteplotních fototermálních systémů, ale jeho klimatické podmínky mu neumožňují praktické užití bez kooperace se zeměmi Slunečního pásu. Jen budoucnost ukáže, jestli má tato kooperace velmi rozdílných zemí šanci na dlouhodobější spolupráci.

Spolupráce mezi zeměmi by byla nutná i v případě projektu Total Solar Energy Supply, který se zabývá tím, jak by bylo možné zásobovat celý svět pouze energií získanou ze slunečního záření.

Na závěr bych rád vyjádřil přesvědčení, že moje bakalářská práce bude vítaným zdrojem informací o problematice vysokoteplotních fototermálních systémů. O tomto tématu totiž není prakticky žádná publikace v českém jazyce a o mnoho lepší není situace ani v zahraničí. Přitom fototermální elektrárny skýtají při soustavném výzkumu do budoucna mnoho možností a snížení naší závislosti na fosilních palivech a dokonce i na jaderné energetice. Doufám proto, že i v České republice se zvýší zájem o toto téma a že zde přibudou další odborné publikace věnující se problematice vysokoteplotních fototermálních systémů.

Použitá literatura

- 1) LORENZINI, Giulio. *Solar Thermal and Biomass Energy*. Southhamton : WIT Press, 2010. 211 s.
- 2) Almost market-ready. *Sun and Wind Energy*. 2008, 1, s. 1-5.
- 3) Desert house of mirrors. *Sun and Wind Energy*. 2008, 2, s. 1-6.
- 4) Power from the tower. *Sun and Wind Energy*. 2008, 1, s. 1-5.
- 5) The future widespread use of CSP. *Sun and Wind Energy*. 2008, 2, s. 1-7.
- 6) PAUSHINGER, T., MÉNARD, M., SCHULZ, M., Thermal Solar Plants: Book for the Planning and Building, 2003, www.ambienteitalia.it
- 7) MAZZEI, D., The concentration solar technology and the inovations ENEA, 2003, www.bologna.enea.it
- 8) *Tzb-info* [online]. 30.11.2010 [cit. 2011-04-25]. Slunce a jeho energie. Dostupné z WWW: <<http://www.tzb-info.cz/1948-slunce-a-jeho-energie>>.
- 9) *Tzb-info* [online]. 9.12.2010 [cit. 2011-04-25]. Obnovitelná energie. Dostupné z WWW:<<http://www.rescompass.org/cesky,132/obnovitelnna-energie,133/8-solarni-termalni,113.html>>.
- 10) *Ekobydlení* [online]. 11.8.2009 [cit. 2011-04-25]. Sun tower - nejlevnější energie ze slunce. Dostupné z WWW: <www.ekobydleni.eu/solarni-energie/suntower-nejlevnejsi-energie-ze-slunce>.
- 11) *Ekobydlení* [online]. 30.8.2010 [cit. 2011-04-25]. Solární termální elektrárna v Kalifornii schválena. Dostupné z WWW: <www.ekobydleni.eu/solarni-energie/solarni-termalni-elektrarna-v-kalifornii-schvalena>.
- 12) *NREL* [online]. 20.1.2011 [cit. 2011-05-11]. Concentrating solar power projects. Dostupné z WWW: <http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/project_detail.cfm/projectID=3>.
- 13) *NREL* [online]. 21.4.2009 [cit. 2011-05-11]. Concentrating solar power projects. Dostupné z WWW: <http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/project_detail.cfm/projectID=38>.
- 14) *Vortex engine* [online]. 2008 [cit. 2011-05-14]. FAQ Solar chimney. Dostupné z WWW: <http://vortexengine.ca/AVE_FAQ-solar-chimney.shtml>.

- 15) *Solar Paces* [online]. 2010 [cit. 2011-05-15]. PS10. Dostupné z WWW: <<http://www.solarpaces.org/Tasks/Task1/ps10.htm>>.
- 16) *NOBESOL* [online]. 2008 [cit. 2011-05-15]. Olmedilla de Alarcón. Dostupné z WWW: <<http://www.nobesol.com/?seccion=4&subseccion=2&contenido=40>>.
- 17) *Solar Collectors* [online]. 2010 [cit. 2011-05-15]. Fotovoltaika - charakteristiky modulů. Dostupné z WWW: <<http://www.solarkolektor.cz/fotovoltaiicke-panely/>>.
- 18) XI JING, Fang. *Hawaii education* [online]. 2007 [cit. 2011-05-15]. PS10 Solar power tower. Dostupné z WWW: <http://www.eng.hawaii.edu/~panos/444_09_5_4.pdf>.
- 19) *Vodní a tepelné elektrárny* [online]. 2009 [cit. 2011-05-17]. Princip tepelné elektrárny. Dostupné z WWW: <<http://www.vodni-tepelne-elektrarny.cz/princip-tepelne-elektrarny.htm>>.
- 20) *NREL* [online]. 2007 [cit. 2011-05-18]. Concentrating solar power projects. Dostupné z WWW: <http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/project_detail.cfm/projectID=20>.
- 21) *DOW* [online]. 2001 [cit. 2011-05-18]. Publishe Literature DOWCOM. Dostupné z WWW: <http://msdssearch.dow.com/PublishedLiteratureDOWCOM/dh_0040/0901b80380040b89.pdf?filepath=heattrans/pdfs/noreg/176-01463.pdf&fromPage=GetDoc>.
- 22) *ČEZ* [online]. 2011 [cit. 2011-05-20]. Elektrárny Prunéřov. Dostupné z WWW: <<http://www.cez.cz/cs/vyroba-elektriny/uhelne-elektrarny/cr/prunerov.html>>.
- 23) *Škoda Power* [online]. 2011 [cit. 2011-05-27]. Katalog výrobků. Dostupné z WWW: <http://www.doosan.com/skodapower/attach_files/brochure/czech/cz_products_service.pdf>.
- 24) *Severočeské doly, a.s.* [online]. 1.12.2010 [cit. 2011-05-18]. Ceník 2011. Dostupné z WWW: <<http://www.sdas.cz/showdoc.do?docid=1752>>.
- 25) *Ceny energie* [online]. 21.1.2011 [cit. 2011-05-18]. Ceny vytápění 2011: Kolik zaplatíme za teplo?. Dostupné z WWW: <<http://www.cenyenergie.cz/nejnovejsi-clanky/ceny-vytapeni-2011-kolik-za-co-zaplatime.aspx>>.
- 26) *City Plan* [online]. 17.5.2010 [cit. 2011-05-18]. Ekonomické posouzení rekonstrukce elektrárny Prunéřov II. Dostupné z WWW: <http://aa.ecn.cz/img_upload/98a9a0fe3779d35f22dc8d93fe87df89/Cityplan_Prun_rov_II_7_2010_final.pdf>.

- 27) *Ministerstvo životního prostředí* [online]. 9.3.2009 [cit. 2011-05-18]. Navrhovaná technologie pro modernizaci Pruněrova 2 není dostatečná. Dostupné z WWW: <http://www.mzp.cz/cz/news_tz090309prunerov>.
- 28) *Wikipedia* [online]. 17.4.2011 [cit. 2011-05-19]. Elektrárny Pruněrov. Dostupné z WWW: <http://cs.wikipedia.org/wiki/Elekt%C3%A1rny_Prun%C3%A9%C5%99ov>.
- 29) *POHODAČEZ* [online]. 11.5.2011 [cit. 2011-05-24]. Stovky lidí žádají krajský úřad, aby nedovolil ČEZu v Pruněrově porušit zákon. Dostupné z WWW: <<http://www.pohodacez.cz/press/stovky-lidi-zadaji-krajsky-urad-aby-nedovolil-cezu-v-prunerove-porusit-zakon-138>>.
- 30) LOSTER, Matthias. *Ez2c.de* [online]. 2010 [cit. 2011-05-25]. Total Primary Energy Supply. Dostupné z WWW: <http://www.ez2c.de/ml/solar_land_area/>.

Přílohy

Zobrazení

Zobrazení 1.: Různé druhy přeměn slunečního záření

Zobrazení 2.: Fototermální kolektor a procesy probíhající v jeho částech

Zobrazení 3.: Světová mapa solárního záření zvýrazňující „Sluneční pás“

Zobrazení 4.: Schéma termálního elektrického systému s lineárním parabolickým kolektorem

Zobrazení 5.: Lineární parabolický sběrný systém

Zobrazení 6.: Solární pole

Zobrazení 7.: Solární věžní systém

Zobrazení 8.: Solární věžní systém v Antelope Valley v Kalifornii

Zobrazení 9.: Schéma věžního solárního systému

Zobrazení 10.: Samostatný parabolický miskový kolektor

Zobrazení 11.: Schéma produkce vodíku ze solárních zdrojů pomocí termochemického procesu

Zobrazení 12.: Schéma technologie ENEA elektrárny užívající solný roztok

Zobrazení 13.: Schéma solárního kolektoru užívaného ENEA

Zobrazení 14.: Schéma solárního komínu/věže

Zobrazení 15.: Schéma zařízení tepelné a fototermální elektrárny

Zobrazení 16.: Nákladové schéma tepelné a fototermální elektrárny

Tabulky

Tabulka 1: Počáteční údaje pro porovnání jednotlivých elektráren

Tabulka 2: Porovnání produkce el. energie po celou dobu jejich životnosti

Tabulka 3: Porovnání investičních nákladů na 1 kWh el. energie

Tabulka 4: Porovnání výroby kWh/m² za celou dobu životnosti

Tabulka 5: Porovnání výroby kWh/m² zastavěné plochy/rok

Tabulka 6: Porovnání koeficientů provozních nákladů na 1MWh vyrobené elektřiny

Tabulka 7: Koeficient provozních nákladů na 1 m² plochy za rok

Tabulka 8: Parametry porovnávaných elektráren

Tabulka 9: Porovnání investičních cen

Tabulka 10: Porovnání investičních cen poměrově

Grafy

Graf 1: Porovnání investičních cen a provozních nákladů

Graf 2: Porovnání investičních a provozních nákladů v době 30 let a při zvýšení nárůstu cen uhlí na 19% za rok